1988-1989

ONTARIO ENERGY BOARD

ANNUAL REPORT

ONTENTS

0-04360/

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN *3*

INTRODUCTION *5*

STRUCTURE *10*

THE PUBLIC HEARING PROCESS *11*

REVIEW OF ACTIVITIES *13*

- Selected Activities *15*
- Ontario Hydro Review *16*
- Natural Gas Rates Applications *17*
- Facilities Applications *20*
- Gas Storage Applications *22*

GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS *24*

The Ontario Energy Board is located at
2300 Yonge Street
Suite 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

Copies of this and other Board publications may be purchased from the Ontario Government Bookstore, 880 Bay Street, Toronto. Telephone (416) 326-5300.

Out-of-town customers please contact the Ministry of Government Services, Publications Services Section, 5th Floor, 880 Bay Street, Toronto, Ontario M7A 1N8. Toll-free long distance: 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographs of Board members, staff, and hearing courtesy of Peter O'Dell
Photographs of natural gas installations courtesy of Union Gas Limited and of hydro installation courtesy of Ontario Hydro

Ontario

Energy/Énergie
Ontario

Minister/Ministre

Ministry
of
Energy

Ministère
de
l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/965-4286
Télex 06217880

The Honourable Lincoln M. Alexander
Lieutenant Governor of the
Province of Ontario:

I hereby submit the annual report of the Ontario Energy Board. It reviews the events and activities of the fiscal year 1988-89.

Respectfully submitted,

Lyn McLeod
Minister of Energy

MESSAGE FROM THE CHAIRMAN

S.J. Wychowanec, Q.C., Chairman

I left the Ontario Energy Board in December 1984 and returned to it as Chairman in July 1988. The changes to the natural gas industry in Canada that took place during that short interval, and the effect of those changes on Ontario's gas distributors, their customers, and this Board were quite remarkable.

The catalyst for change was the Western Accord and the Agreement on Natural Gas Markets and Prices, both signed in 1985, by which Canada and the producing provinces agreed to develop, along with the consuming provinces and the gas industry, a pricing system that would respond to the market. This system was to have been implemented within a year, but it was soon evident that a year was not long enough.

Although hampered somewhat by legislation that has been virtually unchanged for a quarter of a century, this Board has worked in the years since 1985 to implement the two agreements. Through its many decisions it has encouraged the development of a natural gas market in which there were many buyers and many sellers. Despite the progress that has been made, however, the accord and the agreement have not yet been fully implemented.

To date, deregulation, or more accurately re-regulation, has resulted in reduced prices to virtually all customers, but large industrial customers especially have had significant reductions. Sophisticated industrial users of gas were quick to buy directly from producers, but even smaller commercial customers are now either buying directly from Alberta or Saskatchewan producers or are taking advantage of other discount opportunities, where available.

The new arrangements have raised many new issues for the Board to decide. During 1988-89, the Board reported to the Lieutenant Governor in Council on the issue of security of supply for Ontario customers. Among other things, the Board recommended that direct purchasers and particularly local distributors should be encouraged to enter into the longest term contracts that can be justified on the basis of price and other business considerations.

Towards the close of the fiscal year, the Board held separate hearings related to supply arrangements between Western Gas Marketing Limited and the three major Ontario gas distributors. The Board issued three separate decisions on April 14, 1989, approving rates that incorporated the gas cost resulting from these arrangements. The Board deferred making any decision regarding resale arrangements of system gas, which some intervenors alleged resulted in cross-subsidization by other ratepayers. There may be a generic hearing to review this matter, as well as several other related issues, later this year.

With many of the major deregulation issues now resolved, it is time to examine in greater detail the continued impact of deregulation on the Ontario consumer. The Board may need to refine certain of its earlier decisions to ensure that just and reasonable rates are being paid for the supply of gas in this province.

During the past year the Board's jurisdiction was challenged in the Supreme Court of Ontario in two cases, and in each case the Board's jurisdiction was confirmed. Also during the year the Board began preparing for the official implementation of the French Language Services Act and the Intervenor Funding Project Act. The Board now has four bilingual staff members who can provide services to the public in French.

Under the Intervenor Funding Project Act, this Board was one of three chosen to participate in a three-year pilot project related to the provision of intervenor funding in a proceeding before the Board. During the year the Board drafted Rules of Practice and Procedure under this act, and these have been approved by the Lieutenant Governor in Council. The first hearing to which this act applied was the reference on Ontario Hydro's bulk power rate proposal for 1990.

Two other undertakings which began some time ago were successfully completed this year. The Board will soon issue the third edition of its *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario*. These guidelines will be published in French as well. In addition a model franchise agreement was adopted by the utilities and the municipalities in Ontario. The model agreement will be used in all future applications for natural gas franchises in a municipality.

In summary, it has been a productive and challenging year for the Board, and I anticipate that the coming year will be equally so.

S.J. Wychowanec, Q.C.
Chairman, Ontario Energy Board

Board members on March 31, 1989, were, from left to right, C.A. Wolf Jr, H.E. Andrews, D.A. Dean, Vice-chairman J.C. Butler, Chairman S.J. Wychowanec, Q.C., M.A. Daub, R.M R. Higgin, O.J. Cook; missing was M. O'Farrell.

INTRODUCTION

Ontario relies heavily on natural gas as an energy source and as a feedstock, primarily in the production of chemicals. Natural gas is the major fuel for all sectors of the economy except transportation, and it is the primary fuel used in heating space and water in the province. Indeed Ontario uses more natural gas than any other consuming province and accounts for approximately 41 percent of the total demand for Canadian natural gas. Natural gas provides approximately 30 percent of the energy consumed in the province. Electricity provides about 18 percent of the energy consumed in Ontario, and its use is growing. Liquid fuels (oil and natural gas liquids), coal, and wood provide the balance of Ontario's energy consumption.

The Ontario Energy Board regulates the natural gas industry through the setting of rates, authorizing the construction of transmission lines, and approval of franchise agreements. The Board also advises the Minister of Energy on general matters relating to the natural gas industry, as well as matters relating to Ontario Hydro. In all its considerations, the Board endeavours to ensure that rates are fair, that supply is secured, and that the public interest is upheld.

The report that follows outlines the Board's mandate and its role and responsibilities in fulfilling that mandate. After a tabular listing of all the Board's activities over the past year, it discusses some of them briefly.

MANDATE

The Ontario Energy Board was formed in 1960 to provide an impartial formal mechanism for regulating specific aspects of Ontario's natural gas industry. In addition to its regulatory responsibilities, the Board, when requested in references from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources, will advise on matters relating to energy, such as changes made by Ontario Hydro to its bulk power rates. In all its activities, the primary objective of the Ontario Energy Board is to ensure that the public interest is served and protected.

Most of the Board's responsibilities stem from legislation as set out primarily in the Ontario Energy Board Act. In addition, six other statutes give jurisdiction to the Board:

- the Municipal Franchises Act;
- the Petroleum Resources Act;
- the Public Utilities Act;
- the Assessment Act;
- the Toronto District Heating Corporation Act;
- the Intervenor Funding Project Act.

The Intervenor Funding Project Act was proclaimed on April 1, 1989, by the Lieutenant Governor in Council. As a three-year pilot project, the act establishes a procedure to provide for advance funding to intervenors in proceedings before a number of boards, including the Ontario Energy Board. It sets out specific criteria which the funding panel, established under the act, must consider in deciding whether to award funding to an intervenor.

ROLE AND RESPONSIBILITIES

SETTING RATES FOR NATURAL GAS

Each natural gas utility sells and transports gas in franchised areas of the province. Competition now exists in the sale of energy: buyers may purchase gas directly from producers or they may turn to other sources of energy. Since the transportation of gas involves an extensive network of pipelines and storage facilities, a monopoly arrangement is most efficient; it avoids duplication and the cost increases that would result.

In Ontario, rates for the sale of gas must be approved by the Board. Gas distributors are required by legislation to submit their proposed rates to the Board for review and approval, which usually takes place on an annual basis. Rates for each utility are set following a public hearing. A major rate hearing lasts approximately three to four weeks.

Rates vary among classes of customers: residential, commercial, and industrial. In setting rates, the Board's objective is to reflect the costs imposed on the system by the varying demands of different classes of customers. Residential demand for natural gas as a heating fuel, for example, changes according to the weather and the time of day. As a result, it costs more on a per unit basis to provide service to residential users than to industrial customers, which use relatively large amounts of gas at a more constant level.

In setting rates, the Board tries to strike a balance between the prices to be paid by customers and the rate of return which shareholders of the utilities are allowed to earn on their investment. Rates are to be 'just and reasonable' for both customer and shareholder. In making its decisions, the Board considers past, present, and projected expenses, along with current and forecast economic conditions and trends and the earnings expectations of the utility operators.

The Board may grant interim rate relief to either the company or the customers in cases where significant changes in a utility's costs or revenues have occurred or will occur. In such cases, an interim rate hearing is held, which usually takes one or two days. Interim rates are subject to revision and are not final until the rates application is completed and the Board has issued its decision and order.

As well as ensuring that utilities charge reasonable rates, the Board also must consider as part of the rate hearings the quality of service the utility provides.

Three of the Board's bilingual staff: from left to right, Nicholas Belak, Françoise Lafond, and Peter O'Dell

The Consumers' Gas Company Ltd is Canada's largest natural gas distribution utility. As of September 30, 1988, it served approximately 974,000 residential, commercial, and industrial customers in south, central, and eastern Ontario. Through affiliated companies not regulated by the Board, Consumers also supplies western Quebec and northern New York State. Consumers' rate base was $1.416 billion at its year end, September 30, 1988. For that year Consumers had gas sales of 9.44 billion cubic metres, transportation volumes of 0.492 billion cubic metres, and revenues of about $1.7 billion.

Union Gas Limited is the second largest gas distributor in Ontario, serving customers in southwestern Ontario. It also operates a network of transmission pipeline, storage, and compression facilities for customers and other utilities in eastern Ontario and Quebec. As of March 31, 1989, Union's rate base was about $1.027 billion. It served over 573,000 residential, commercial, and industrial customers, generating an estimated total system throughput of 14.7 billion cubic metres for fiscal 1989, which includes gas transported to other gas distribution utilities. Total volumes of gas sales delivered to distribution customers (which includes both sales and transportation customers) was 8.0 billion cubic metres. Total revenue for Union in its 1989 fiscal year was about $1.2 billion.

ICG Utilities (Ontario) Ltd serves approximately 100 communities in northwestern, northern, and eastern Ontario. Its natural gas distribution system comprises about 6,142 kilometres of pipeline originating at more than 76 delivery points on the TransCanada PipeLines (TCPL) transmission system. The ICG system is composed of a series of laterals running off the TCPL system as it crosses Ontario, starting at Kenora and extending to Lake Ontario and the St Lawrence River. As of December 31, 1988, ICG's average rate base was $395 million. Serving 168,000 customers, ICG's total throughput totalled 3.07 billion cubic metres, and transportation service totalled 230 million cubic metres. ICG's total revenue was about $443 million.

Natural Resource Gas Limited (NRG) is a small utility serving approximately 2,000 customers in the Aylmer area. As of September 30, 1988, NRG's rate base was $2.9 million. The company generated about $2.7 million in revenues in its 1988 fiscal year.

Tecumseh Gas Storage Limited operates a gas storage pool in southwestern Ontario. The company generated about $15 million in revenues in its 1988 fiscal year. Consumers was Tecumseh's sole customer.

REVIEWING ONTARIO HYDRO RATES

Ontario Hydro's bulk power rates (wholesale power rates for municipalities and certain industrial customers) are set by Hydro's own board of directors. However, Ontario Hydro is required to submit any proposed change in its rates to the Minister of Energy who then refers it to the OEB, along with full technical information and financial data. After a public hearing, which usually begins in late May or early June and runs for about four weeks, the Board submits a report with recommendations to the Minister of Energy on or before August 31 each year. The Board's role is an advisory one and its recommendations are not binding on Ontario Hydro.

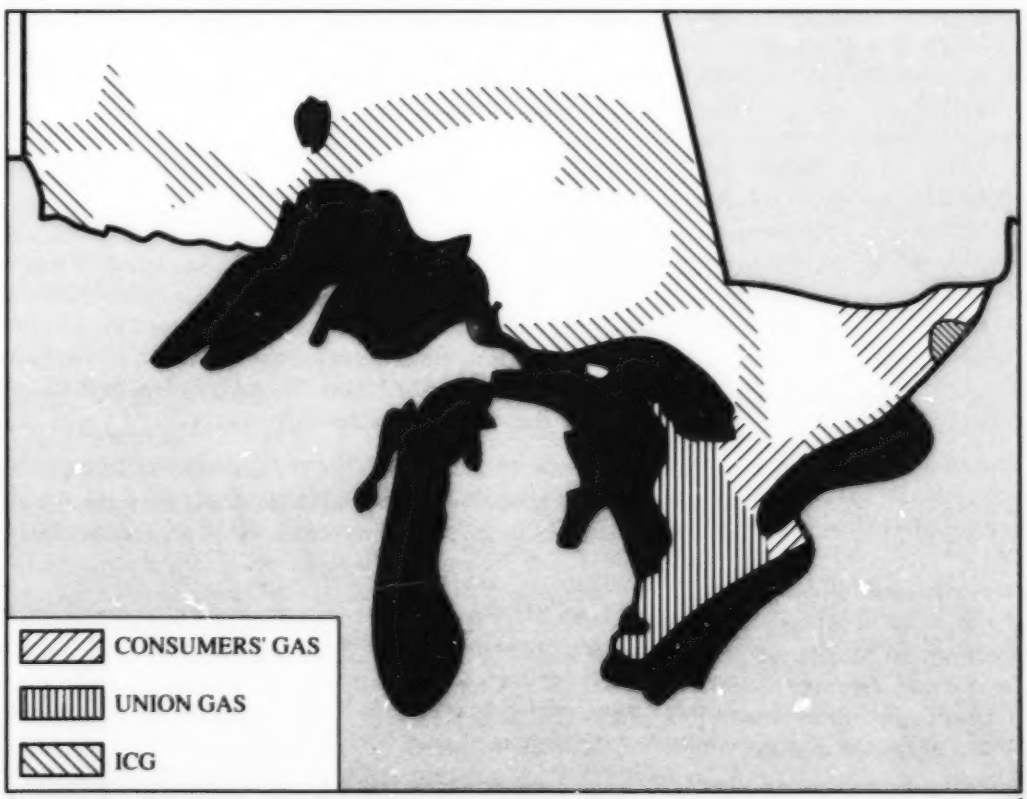
Ontario Hydro is the province's largest crown corporation. As of December 31, 1988, Ontario Hydro had assets of $34.36 billion. It served at that date over 3.46 million customers directly and indirectly, over 85 percent being residential. Provincial sales of 128,000 GWh and export sales of 5,019 GWh produced revenue of $5.8 billion.

REFERENCES AND GENERIC HEARINGS

The Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources may refer a matter to the Board for a public hearing and report. These references normally concern energy-related matters and generally attract widespread public interest. The Board's reports are advisory in nature.

In addition, changes in ownership of utilities may be referred to the Board for a hearing and report. The leave of the Lieutenant Governor in Council is required when a utility wishes to sell its assets or amalgamate with another utility, and when any person wishes to acquire shares of a utility to the extent that more than 20 percent of any class of shares changes ownership. The Board may recommend exemption from a hearing or may hold a hearing and submit its report and recommendations to the Lieutenant Governor in Council.

The Board may also hold generic hearings on its own initiative on matters under its jurisdiction. Such hearings are usually held in response to an emerging trend or an area of growing interest or concern, and deal with a subject in a broader context than issue-specific hearings.



Natural Gas Distribution in Ontario

APPROVAL OF FACILITIES

Utilities wishing to construct a transmission line for natural gas in Ontario must obtain Board approval. In addition, all construction proposals are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC), an interministerial committee concerned with the environmental and safety aspects of pipeline construction. The OPCC is chaired by a staff member of the OEB, and it includes representatives from the ministries of Agriculture and Food, Energy, Environment, Consumer and Commercial Relations, Natural Resources, Culture and Communications, Municipal Affairs, and Transportation. Other regional agencies, with whom the natural gas utilities consult in the early stages of their planning, are also represented as required.

The OPCC tries to ensure that the construction of pipelines does not have any long-term negative effect on the environment and that the short-term impact during construction is minimized. With these objectives in mind, each proposal is reviewed, alternative routes or sites considered, and issues resolved before formal application for leave to construct is filed with the Board.

When the utility applies to the Board for approval, the Board assesses whether the construction is in the public interest, considering safety, economic feasibility, community benefits, security of supply, benefits for the utility, environmental impact, etc. The Ontario Energy Board has published *Environmental Guidelines for Locating, Constructing, and Operating Hydrocarbon Pipelines in Ontario*, which sets out its requirements. The *Environmental Guidelines* were developed in concert with provincial ministries and agencies whose mandates are affected by pipeline construction. Under revision at present, the *Environmental Guidelines* incorporate the latest standards and mitigation practices of each of the ministries. They also provide for greater public participation in the planning process for pipeline construction.

When a project is approved, the Board issues an order for leave to construct. The Board also grants the authority to expropriate land for transmission pipelines and related facilities and authorizes any pipeline crossings of highways, utility lines, and ditches.

APPROVAL OF FRANCHISE AGREEMENTS

Each municipality may grant to a gas utility the right to provide gas service and use road allowances in the municipality. A prerequisite to the essential by-law granting the franchise is the Board's approval of the terms and conditions of the franchise agreement.

Many of the existing agreements date back thirty years and more. Because circumstances have changed substantially since the original agreement was made, the negotiation between the municipality and utility can be a lengthy and complex process. In 1985 the Municipal Franchise Committee was formed to develop a model franchise agreement which could be used as the basis for all new and renewed agreements. The model agreement came into effect in 1988 and sets out standard conditions for gas distribution, the use of road allowances, construction approvals, procedures for restoring lands after construction, etc.

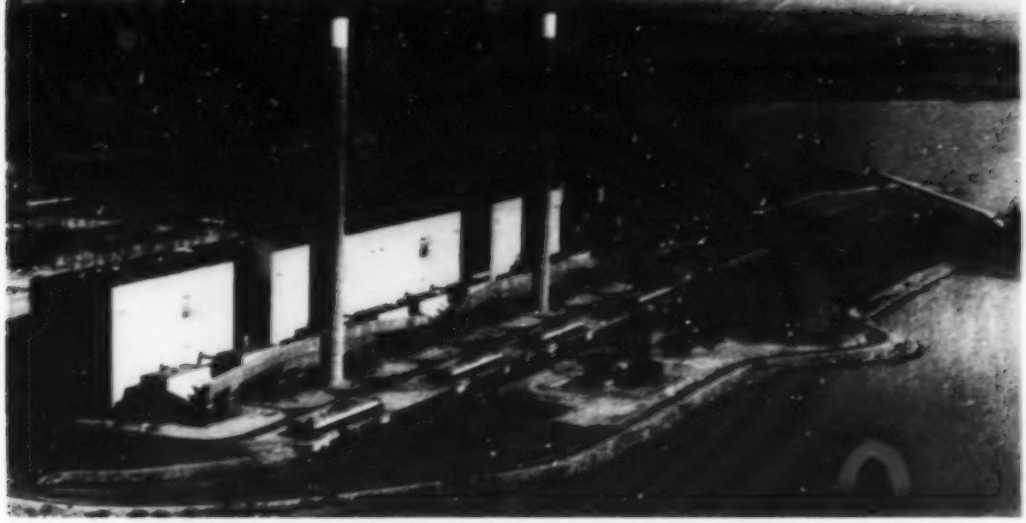
After the model agreement was implemented, municipal franchise renewals from Union, Consumers, and ICG, which were pending approval, were dealt with by the Board in three hearings, one for each company. In total, forty-nine franchise renewals were heard by the Board in the fall of 1988. Considerable time and expense was saved at the hearings because of the common nature of all the applications before the Board. The OEB expects that the model agreement will be the basis for all new and renewed franchise agreements.

CERTIFICATES OF PUBLIC CONVENIENCE AND NECESSITY

No person is allowed to construct any works to supply gas without Board approval. The approval, in the form of a certificate, is not given unless public convenience and necessity appear to support approval.

NATURAL GAS STORAGE

Vital to the natural gas distribution system in Ontario is the ability to store gas, and gas storage pools therefore represent a natural resource of economic significance to the province. The main storage sites are depleted gas pools in southwestern Ontario. These storage pools are used by transmitters and distributors to meet fluctuating demand and to draw on in case of emergency. Gas is normally injected into storage during the summer months when demand is low, to be withdrawn



With a capacity of 4100 megawatts, the Nanticoke generating station on Lake Erie, near Port Dover, is Ontario Hydro's largest coal-fired plant.

in high-consumption periods during the winter. This balancing of load makes it possible for the transmission system from western Canada to operate efficiently.

Gas may not be injected into any geological formation unless it is a designated gas storage area, described in Regulation 700, Revised Regulations of Ontario, 1980, under the OEB Act. In reviewing applications for the use of such areas, the Board considers the geology of the pool, its suitability, the appropriate boundary of the area to be designated, the applicants' rights to use the storage capacity, the need for it, and the economic viability of developing the storage pool. The Board recommends to the Lieutenant Governor in Council designated gas storage areas, authorizes their use, and, in cases where the applicants and landowners have not reached agreement, determines the compensation payable to landowners.

Applications for drilling permits for wells within a designated gas storage area must be referred by the Ministry of Natural Resources, whose department issues the permits, to the Board for consideration. If the applicant is the authorized operator of the gas storage area, the Board has discretion as to how it should process the application before reporting to the minister. If the applicant is not the authorized operator, the Board must proceed by way of a public hearing.

Applications to inject fluid and pressurize a geological formation also require a permit from the Ministry of Natural Resources. If the injection well is within 1.6 kilometres of a designated gas storage area, the minister is required by the Petroleum Resources Act to seek a report from the Board.

The Board regulates the joining of the various interests within a spacing unit, field, or pool for the purpose of drilling or operating gas or oil wells, the designation of management, and the apportioning of the cost and benefits of such drilling or operation.

OTHER MATTERS

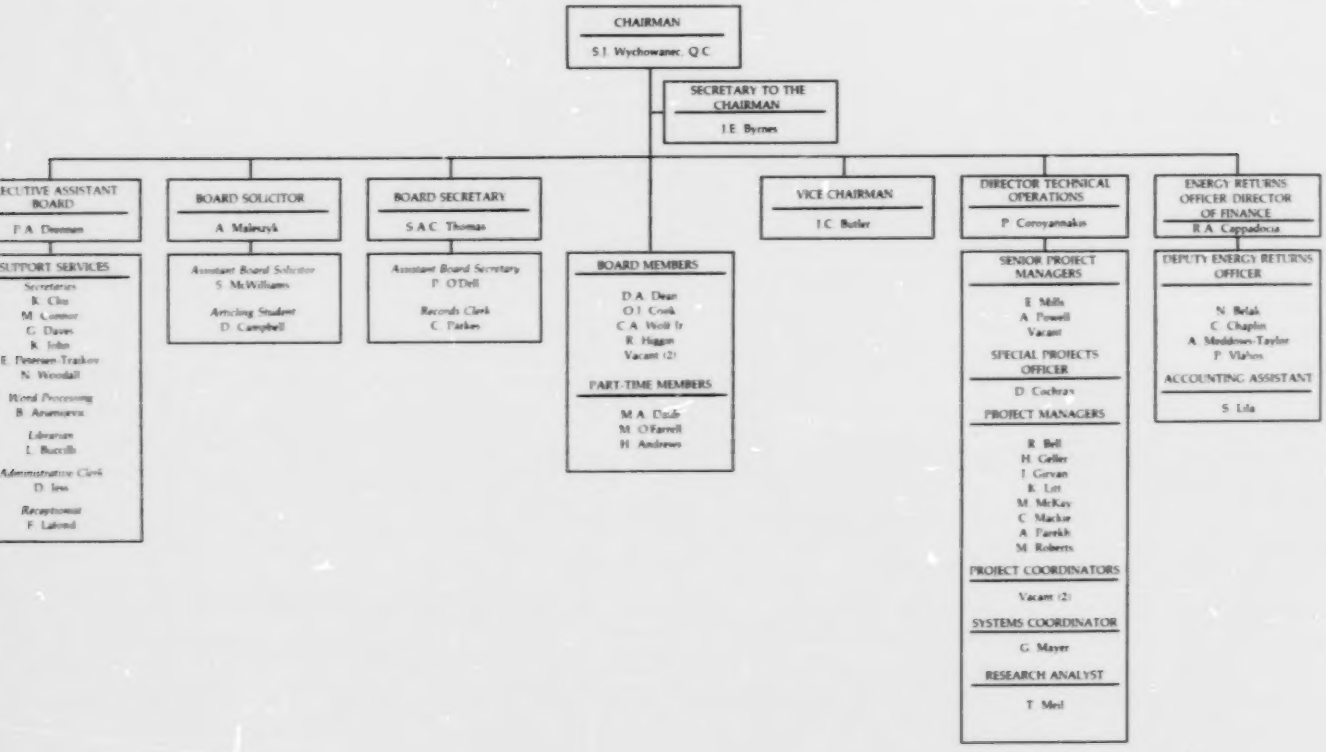
Natural gas utilities must conform to a uniform system of accounts as prescribed by the Board. No change in accounting methods may take place without the Board's approval. The Board is continuing its first significant review and upgrading of the regulation which prescribes the classification of accounting since it was made under the OEB Act in 1966.

The Board receives information regularly from natural gas utilities regarding financial operations and performance. If a utility earns either too little or too much compared to its allowed rate of return, the Board's Energy Returns Officer and his or her staff may conduct a special investigation. The Board may, on its own motion, require a utility to appear before it to explain its earnings.

The nature of public utilities changes along with the economic and social environment in which they operate. Accordingly, it is appropriate for the Board to review legislation relating to public utilities and, if necessary, to propose amendments.

ORGANIZATIONAL STRUCTURE AS OF MARCH 31, 1989

ONTARIO ENERGY BOARD



The Board employed 49 full-time staff in fiscal 1988-89.

FINANCIAL STRUCTURE

The Ontario Energy Board Act authorizes the Board to recover its costs by charging an appropriate portion of these costs to the utilities involved in Board hearings and related activities. Following a hearing, the Board issues a cost order to the utility concerned. This represents payment towards costs incurred by the Board and also, when ordered, those incurred by the intervenors. The amount to be paid to the Board includes out-of-pocket and direct expenses attributable to a specific hearing, as well as a contribution towards the Board's fixed costs, including overhead and payroll.

In fiscal 1988-89, the Board operated with an approved budget of $5.4 million. Of this amount, 75 percent will be recovered by means of cost orders issued to utilities.

HE PUBLIC HEARING PROCESS

Public hearings provide an essential mechanism with which the OEB can carry out its mandate. Public hearings also provide a forum for groups or individuals, who may be affected by the Board's decisions, to express their concerns. Such public participation helps to ensure that the Board, in reaching a decision, will be informed and will consider a wide variety of views and interests. The hearing process includes eleven steps.

1 INITIATION

The hearing process begins:

- upon receipt of an application; or
- upon receipt of a reference from the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources; or
- upon notice from the Board that it will initiate proceedings to consider a matter under its jurisdiction.

2 NOTICE OF APPLICATION

Applicants are required to serve the Board's notice of the application on all affected parties and interested public groups. If the Board itself has initiated a hearing, it will serve the notice. For a major rate case, a natural gas utility usually will publish notices of its application in regional daily newspapers.

When an application affects people residing in certain government-designated areas, all notices also must be published in French in French-language newspapers. A notice must appear in a French weekly newspaper if no French daily newspaper is published in the area.

3 INTERVENTIONS

Interested groups or individuals wishing to participate in the hearing are referred to as 'intervenors.' To ensure their eligibility to participate in the hearing, they must file an intervention, which explains their reasons for wishing to take part.

In 1988-89 participants could request costs for their participation at the conclusion of the hearing. On April 1, 1989, the Intervenor Funding Project Act came into effect. It establishes a procedure that allows intervenors to apply for advanced funding before the hearing begins. A funding panel appointed by the Board decides on the eligibility of applicants for intervenor funding and the amount of each award. Participants may continue to ask for costs at the conclusion of the hearing as before.

4 NOTICE OF HEARING

Once the Board has determined the scope and probable length of the hearing, it directs the applicant to serve notice of the time and place of the hearing on all parties who have intervened.

The public hearing to review Ontario Hydro's proposal to change its rates

5 PRE-HEARING DOCUMENTATION

To allow sufficient time for all parties to review information pertaining to the application, the applicant must file evidence in support of its application two to three months before the hearing begins. Board staff and intervening parties may also seek additional information by way of written interrogatories. These interrogatories are answered by the utility before the hearing commences.

In the case of applications for the construction of pipelines, which are reviewed by the Ontario Pipeline Coordination Committee, the normal requirements of pre-filed evidence would include route selection and environmental impact studies.

6 PROCEDURAL ORDERS

The Board may issue procedural orders specific to the case. Such orders may set the date for a hearing, for example, or contain deadline dates for completing certain procedural matters such as the filing of supporting evidence, interrogatories, and answers thereto. Procedural orders may also set forth a list of the issues to be dealt with at the hearings.

7 'FIRST DAY' PROCEEDINGS

Before the hearing of evidence commences, the Board panel may review procedural matters, technical issues, and the general approach to the hearing. This gives everyone an opportunity to become familiar with the application and to identify all the issues they wish to address in the hearing.

8 THE HEARING

Board Member Orville Cook preparing a Board Decision

The Board ensures that sufficient evidence is presented, tested, and put on the record, so that an informed decision can be made. The applicant usually testifies first, through written evidence and witnesses. Intervenors and counsel to Board staff then question these witnesses, and may offer witnesses of their own. These witnesses may be cross-examined by the applicant or by the other intervenors. When all evidence has been given, each party may offer a summation in the form of written or oral argument as directed by the Board.

The pre-filed evidence, arguments, and transcripts of the hearing are a matter of public record and are available at the Board office in Toronto.

9 BOARD DECISIONS/REPORTS

Depending on whether the hearing was a result of a reference, or either an application or a notice from the Board, the Board summarizes its deliberations in a document referred to as a 'Report,' or a 'Decision with Reasons.' These documents discuss all the issues and arguments raised in the hearing and contain the Board's recommendations or findings. Depending on the complexity of the case, the document will appear a few weeks or months after a hearing. Copies of the document are available from the Ontario Government Bookstore, 800 Bay Street, Toronto, upon payment of a modest prescribed fee. Persons involved in the hearing receive copies of the document from the Board.

The Board's recommendations are not binding in most cases referred to it by the Lieutenant Governor in Council, the Minister of Energy, or the Minister of Natural Resources. The appropriate minister or the Lieutenant Governor in Council decides whether or not the recommendations should be implemented. In the case of references from the Minister of Natural Resources with respect to drilling permits, however, the recommendations are binding upon the minister.

10 BOARD ORDER

A Board Order is a legal document which directs the implementation of a Board Decision and is binding on the parties named.

11 REVIEW AND APPEAL

A Decision or Order of the Board may be appealed by:

- applying to the Board requesting that it rescind or vary its Order;
- petitioning the Lieutenant Governor in Council;
- appealing an Order to the Divisional Court upon a question of law or jurisdiction;
- applying to the Divisional Court for judicial review of a Board Decision.

REVIEW OF ACTIVITIES

Ontario Energy Board, Summary of Activities, April 1, 1988—March 31, 1989

FILE NUMBER	APPLICANT/ORIGINATOR	CASE DESCRIPTION
Natural Gas Rates Applications		
EBRO 411-III-A/430II-A	Falconbridge	Clarification/rehearing of ICG rate matter
EBRO 440-2	ICG	Recovery of gas costs relating to WGML contract
EBRO 451-1	NRG	Interim recovery of deferred gas costs
EBRO 452	Consumers	1988 & 1989 fiscal year adjustment of rate levels and design
EBRO 452-3	Consumers	Recovery of gas costs relating to WGML contract
EBRO 455-1	Tecumseh	Interim recovery of costs relating to investment in Dow-Moore pool
EBRO 456	Union	1989 & 1990 fiscal year adjustment to rate level and design
EBRO 456-4	Union	Recovery of gas costs relating to WGML contracts
Reference from the Minister of Energy regarding Ontario Hydro		
HR 17	Ministry of Energy	Rates 1989
Reference from Lieutenant Governor in Council		
EBRLG 30A/B	Consumers	Undertakings
EBRLG 32	OEB	Security of Supply
Pipeline Construction and Expropriation		
EBLO 223	Consumers	Rugby Gate station and Georgian Bay reinforcement pipeline
EBLO 224	Tecumseh	Development of Dow-Moore pool storage and pipeline construction
EBLO 225	Consumers	Leave to construct Peterborough/Lindsay pipeline
EBLO 226	Union	St Clair pipeline
EBLO 226A	TCPL	Jurisdiction regarding St Clair pipeline
EBLO 227	Union	Dawn 156 storage pipeline
EBLO 228	ICG	Horseshoe Valley pipeline
EBLO 229	ICG	Prices Corners pipeline
EBLO 230	Union	Strathroy & Beachville facilities expansion
Pipeline Exemptions		
PL 63	Union	Village of Burford pipeline
PL 64	Union	Towerline Road pipeline (Norwich and Burford townships)
PL 65	Union	Towerline Road pipeline (Burford Township)
PL 66	Union	Caradoc Township pipeline
PL 67	Union	Sombra storage pipeline (County of Lambton)
PL 68	Union	Enniskillen gas storage pipeline
PL 69	ICG	Northland Power-Cochrane cogeneration plant pipeline
Other Ontario Energy Board Orders		
EBO 147	Tecumseh	Designation of Dow-Moore pool
EBO 149	Union	Storage/transportation contract for Kingston PUC
EBO 150	Union	Storage/transportation contract for Consumers
EBO 154	Union	Storage agreement for Tarpon Gas Marketing
EBO 155	Union	Contract carriage application for C-I-L
EBO 156	Tecumseh	Storage contract for Consumers
EBO 158	Union	Storage/transportation agreement for Domtar

FILE NUMBER	APPLICANT/ORIGINATOR	CASE DESCRIPTION
Franchise Approval		
EBA 405/472	Union	Town of Blenheim
EBA 470	Consumers	County of Victoria
EBA 473	Consumers	Town of Shelburne
EBA 474	Consumers	Town of Caledon
EBA 475	Consumers	Town of Innisfil
EBA 476	Consumers	Township of Amaranth
EBA 477	Consumers	Town of Whitby
EBA 479	Consumers	Township of Mulmur
EBA 488	Consumers	Township of Melancthon
EBA 489	Consumers	Township of Cavan
EBA 490	ICG	City of Sault Ste Marie
EBA 491	ICG	Township of Augusta
EBA 494	Consumers	Township of Hope
EBA 495	Consumers	Township of Hamilton
EBA 496	Consumers	Township of South Monaghan
EBA 498	ICG	Township of Hamilton
EBA 499	ICG	Township of Osnabruck
EBA 500	ICG	Township of North Fredericksburgh
EBA 501	ICG	Township of Kingston
EBA 502	Consumers	Township of Seymor
EBA 503	ICG	Township of Medonte
EBA 504	Union	County of Kent
EBA 505	Union	City of Chatham
EBA 506	Union	Town of Dresden
EBA 507	Union	Town of Tilbury
EBA 508	Union	Village of Erie Beach
EBA 509	Union	Village of Highgate
EBA 510	Union	Village of Wheatley
EBA 511	Union	Village of Wyoming
EBA 512	Union	Township of Adelaide
EBA 513	Union	Township of Camden
EBA 514	Union	Township of Chatham
EBA 515	Union	Township of Dover
EBA 516	Union	Township of Harwich
EBA 517	Union	Township of Howard
EBA 518	Union	Township of Orford
EBA 519	Union	Township of Raleigh
EBA 520	Union	Township of Romney
EBA 521	Union	Township of Tilbury East
EBA 522	Union	Township of Zone
EBA 523	Union	Town of Forest
EBA 524	Union	Town of Parkhill
EBA 525	Union	Village of Arkona
EBA 526	Union	Village of Ailsa Craig
EBA 527	Union	Village of Thedford
EBA 528	Union	Township of Bosanquet
EBA 529	Union	Township of East Williams

FILE NUMBER	APPLICANT/ORIGINATOR	CASE DESCRIPTION
EBA 530	Union	Township of West Williams
EBA 531	Union	County of Lambton
EBA 532	Consumers	Village of Port McNicholl
Certificates of Public Convenience and Necessity		
EBC 139B	ICG	Township of Oro
EBC 182	Consumers	Village of Coldwater
EBC 183	Consumers	Township of Medonte
EBC 184	Consumers	Township of Hope
EBC 185	Consumers	Township of Hamilton
EBC 186	Consumers	Township of South Monaghan
EBC 187	ICG	Township of Medonte
Uniform Accounting Orders		
U4 076	ICG	Deferral of costs relating to certain hearings
Reports to Minister of Natural Resources		
EBRM 89	Tecumseh	Drilling permit for Dow-Moore pool
EBRM 90	Tecumseh	Drilling permit for Kimball-Colinville pool
EBRM 91	Union	Drilling permit for Dawn 156 pool
EBRM 92	Tecumseh	Drilling permit for Kimball-Colinville pool

SELECTED ACTIVITIES

SECURITY OF SUPPLY HEARING *EBRLG 32*

Following a reference from the Lieutenant Governor in Council, dated May 19, 1988, the Board held a hearing to investigate a number of issues pertaining to the current and future supply needs of gas users in Ontario. Participants in the fourteen-day hearing included representatives from all sectors of the gas industry: producer, broker, transporter, distributor, and end-user. The Board issued its interim report in August 1988 and its final report in November. The report included the following recommendations:

- the government should encourage prudent investment to increase storage capacity;
- the Board should review periodically gas supply and related concerns;
- the government should publish guidelines to enhance the public's understanding of contracting practices;
- long-term contracts should be encouraged without the imposition of mandatory terms or standards;
- direct purchase and buy/sell customer transportation arrangements, except with Board exemption, should be for three years;
- policies to make excess transportation capacity available to other Ontario distributors or direct purchase customers should be developed;
- the 'core market' should not be defined, and no limitation should be imposed on any customer as to the choice of supplier;
- the government should investigate whether a strategic reserve of gas to be used during intervals of supply shortage should be established for Ontario.

Stan Thomas, Board Secretary, processing an application received by the OEB

COST OF GAS HEARINGS *EBRO 440-2, 452-3, 456-4*

On January 22, 1988, as reported in last year's *Annual Report*, the Board issued three simultaneous Decisions relating to Ontario's three major gas utilities, Consumers, ICG, and Union, wherein it accepted the renegotiated agreements of the three companies with Western Gas Marketing Limited (WGML) for one more year, to October 31, 1988, to allow extra time for the development of a more competitive market.

The three companies applied to the Board in August and October 1988 for approval for rate-making purposes of the cost of gas supplies flowing from contracts each had recently negotiated with WGML. The three sales contracts are similar in structure: gas supplies are sold in two blocks, both supplied at $2.20 per gigajoule, but with Block A designed for the 'essential customer group,' negotiated for a longer period of time (fifteen and twelve years), and with a fixed $0.60 per gigajoule demand charge included in the price for the term of the contract. Block B, the smaller volume, is negotiated for a shorter period of time (five or three years) and is destined for large volume users.

The Board held hearings in February and March 1989 and issued three Decisions, dated April 14, 1989, accepting the cost of gas flowing from the WGML contracts for rate-making purposes. The specifics for each company are discussed below.

****

ONTARIO HYDRO REVIEW

BULK POWER RATES PROPOSAL *HR 17*

Ontario Hydro's proposal to increase its rates effective January 1, 1989, was referred to the Board by the Minister of Energy on April 19, 1988. Hydro proposed an average all-customer rate increase of 5.5 percent, based on a revenue requirement of $5,942 million which represented an increase of $495 million over 1988 revenue.

In its Report, the Board recommended an average all-customer rate increase of 5.8 percent. The Board also recommended the payment of a $25 million debt guarantee fee to the provincial government. The Board's Report included forty-six recommendations to the Minister of Energy. The Board also expressed concern about the lack of time in the hearing process to review the issues adequately; the degree of control exercised over Hydro's operating, maintenance, and administration costs; and the appropriate allocation of Hydro's demand management funds.

Otto Holden generating station, a 243 megawatt plant on the Ottawa River, has provided power to Hydro customers since the 1950s.

NATURAL GAS RATES APPLICATIONS

CONSUMERS

Main Rates Application EBRO 452

On March 28, 1988, Consumers applied to the Board for an increase in rates for its 1989 fiscal year commencing October 1, 1988, as a result of a forecasted gross revenue deficiency of $9.7 million. This revenue deficiency was later amended to a revenue sufficiency of $17.2 million, based on a 14.375 percent return on equity and a 35 percent equity ratio. The hearing began July 20, 1988, and continued for eighteen days. It recommenced September 6 and was completed September 20. The second phase dealt mainly with the cost allocation and rate design matters.

During the hearing the Board ordered a rate reduction of 0.1433 cents per cubic metre effective July 19, 1988, because of Consumers' projected excess revenue of $13.7 million in fiscal 1988. In its Decision with Reasons, dated December 21, 1988, the Board found a gross revenue sufficiency of $36.2 million for the 1989 fiscal year, based on a 13.5 percent return on equity and a 35 percent common equity ratio. On January 12, 1989, the Board issued an addendum to its Decision which adjusted gas costs to reflect certain costs associated with buy/sell purchases. This addendum increased the gross revenue sufficiency for the 1989 fiscal year to $38.3 million.

On January 18, 1989, Consumers filed a section 30 application for review and variation of certain portions of the December 21, 1988, Decision. The company submitted that it would be unable to earn its allowed return on equity if the Board continued to impose a limit on the rate of return allowed on certain customer rates. In its Decision, dated February 6, 1989, the Board reiterated its belief that rates should become more cost based but allowed the company to approach this objective gradually. The Board established a deferral account for any resulting revenue shortfall.

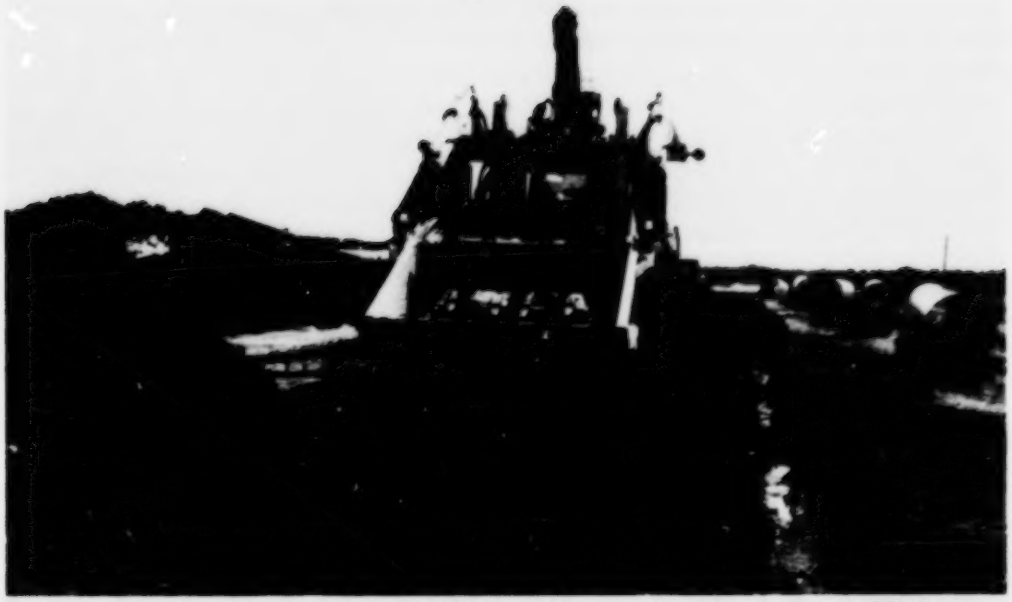
Main Rates Application—Consumers

	Requested	Allowed
	$ million	
Rate base	1516.5	1500.9
Utility income	199.4	203.3
Gross revenue excess	17.2	38.3
	percentage	
Indicated rate of return	13.15	13.54
Required rate of return	12.52	12.06
Common equity ratio	35.00	35.00
Return on common equity	14.375	13.50

Undertakings EBRLG 30 A/B

On February 3, 1988, Consumers applied for approval of debt financing for its subsidiary Gazifère Inc. and approval to continue investing in Arbor Living Centres Inc. through Congas Holdings, another subsidiary. These applications were pursuant to undertakings given to the Lieutenant Governor in Council by the company on March 4, 1987. The hearing convened on May 3, 1988, and oral argument was heard the following day.

In its Decision of June 30, 1988, the Board noted that the application raised issues regarding the type and magnitude of the diversification that should be permitted in the utility operating company and the tests that should be applied to judge the prudent limits for such investments. The Board indicated that the current level of investment could continue, subject to certain conditions of approval. However, the Board directed Consumers not to increase its investment or participation in Arbor directly, through Congas, or through any other subsidiary, beyond the currently approved level of $21 million in equity and $80 million in associated debt issued by Arbor.



Trenching in preparation for laying the NPS 42 pipeline approved by the Board (EBLO 230)

The Board approved the proposed subsidiary financing for Gazifère subject to certain terms and conditions. However, the Board noted that debt issued by non-regulated subsidiaries should always remain a minor component of the non-current investments made by the utility. The Board's Decision regarding these matters is currently under appeal before the Board.

Cost of Gas EBRO 452-3

By letter of agreement dated October 12, 1988 (amended December 12), Consumers and WGML established the terms and conditions for new, unbundled gas sales contracts. In addition, Consumers entered into a separate transportation contract with TCPL. By notice of motion dated October 19, 1988, Consumers asked the Board to approve, for rate-making purposes, the cost of gas flowing from this contract for the first and second contract years. The effective date of the agreement was January 1, 1989, as long as Board approval was received by April 20, 1989. In addition, the Board was asked to approve the costs of gas resulting from contracts the company had entered into for winter-peaking and other long-term gas supplies.

As discussed earlier in the section on cost of gas, the WGML gas sales contract is divided into two blocks of gas at a specified price for the first two years. In Consumers' contract, Block A is for 150 billion cubic feet for fifteen years, and Block B for 38 billion cubic feet for five years, renewable on an annual basis thereafter. In the third and following years of the contract, the price of gas for the two blocks will be negotiated by the two parties. The contracts allow for volume reductions to both blocks of gas should Consumers' customers arrange to purchase directly from producers. WGML and Consumers also agreed to share provisions for excess transportation capacity Consumers may have on the TCPL system.

The hearing began on February 6, 1989, and concluded with the filing of Consumers' Reply Argument on March 13. The Board's Decision, dated April 14, 1989, accepted the cost of gas flowing from the first two years of the WGML contract and other gas supply contracts for rate-making purposes.

ICG

Review by Board

ICG did not apply to the Board to adjust rates for its 1989 fiscal year. The Board's Energy Returns Officer reviewed the relevant financial data and recommended that ICG be exempted from a public rate review.

Cost of Gas EBRO 440-2

ICG's new supply and transportation agreement with TCPL and WGML, executed October 11, 1988, and effective January 1, 1989, is composed of a gas sales contract and transportation operating agreement with WGML and transportation contracts with TCPL for the various delivery areas on the ICG system. ICG's agreement provided for fifteen-year and five-year blocks of gas. This agreement replaced ICG's contract demand service contracts with TCPL. ICG's existing pricing agreement had expired on October 31, 1988. ICG purchased gas from WGML/TCPL between November 1 and December 31, 1988, pursuant to its 1986 agreement and 1987 amendment, with the CD contracts remaining in effect for this period.

The Board's Decision, dated April 14, 1989, accepted the cost of gas flowing from the WGML contract for the first two years for rate-making purposes.

Application to Reopen ICG Phase II Proceedings by Falconbridge Limited EBRO 411-IIIA, 430-IIA

Falconbridge, an ICG industrial customer, applied to the Board on June 17, 1988, for clarification, rehearing, or review of the Board's Decision of May 20, 1988, dealing with cost allocation and rate design matters for ICG. In its application, Falconbridge requested that retroactive adjustments commencing February 20, 1987, be made on a class-average rather than a customer-specific basis under the new demand-commodity rate structure for ICG's large industrial customers.

The Board in its Decision, dated September 20, 1988, being better informed of the serious financial consequences faced by certain customers in the implementation of the new demand-commodity rate structure, particularly for low load factor customers, found that the effective date of ICG's new rate structure should be January 1, 1988, and that these customers' bills should be adjusted retroactively for the February 20 to December 31, 1987, period on a class-average basis.

NRG

Interim Rate Relief EBRO 451-1

By a letter dated October 19, 1988, NRG requested interim rate relief to recover an accumulated deficit in a deferral account which the Board had established to track variances between the forecast and the actual cost of gas. In its interim Decision, dated March 22, 1989, the Board allowed NRG to record $134,745 in the account as of September 30, 1988. The Board further indicated that interest relating to these costs should also be recorded. Interim rate relief was denied, however, because the company had not provided sufficient evidence that these amounts should be recovered in rates. The company was directed to submit further evidence for their contention in its next main rates case.

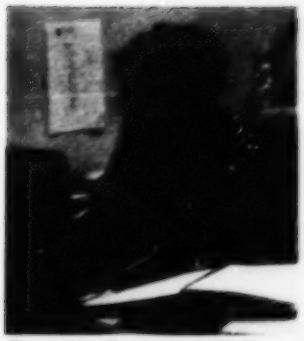
UNION

Main Rates Application EBRO 456

On August 31, 1988, Union applied to the Board for a rate increase for its 1990 fiscal year based on a projected deficiency of $32.065 million in revenue. This projected deficiency was later amended to $16.546 million reflecting the impact of federal tax reform and Union's updated forecast based on second quarter results for fiscal 1989. The deficiency was based on a request for 14.875 percent rate of return on common equity and a 29 percent equity ratio.

On its own motion, the Board held a limited issues review of Union's 1989 fiscal year which examined the appropriate rate of return on common equity, long- and short-term debt, and preferred shares, the rate base, storage and transportation revenue, unaccounted-for gas volumes, throughput forecasts, and labour costs. This review began on November 7, 1988, and lasted a total of nine days. In its Decision, issued March 20, 1988, the Board found a rate base of $1.026 billion, an allowed rate of return of 11.9 percent, and a total revenue excess of $24.687 million. The Board directed Union to rebate $10.1 million to its customers, as a result of projected tax reform savings. It also directed Union to reduce its rates, effective November 1, 1988, to reflect the Board's findings that Union's current rates would result in excess revenues of $14.587 million on an annualized basis, excluding tax reform. The Board's findings were primarily based on adjustments to Union's throughput forecasts and a finding of 13.75 percent for rate of return on common equity.

Board Solicitor Anna Maleszyk providing a legal review



Energy Returns Officer Nicholas Belak reviewing technical data filed by the utilities

The hearing of evidence on Union's application for a rate increase for 1990 began on January 4, 1989, and was adjourned January 20. The portion of the proceeding dealing with rate design and cost allocation was deferred until April 1989 to allow the Board time to consider the renegotiated gas cost agreements between Union and WGML. The Board's overall decision regarding Union's 1990 test year application was still pending at the end of the Board's fiscal year.

Cost of Gas EBRO 456-4

On August 31, 1988, Union Gas applied to the Board for an order fixing just and reasonable rates for the sale, storage, and transmission of gas. It also applied for an order to reflect in rates the gas costs flowing from gas purchasing agreements with TCPL and WGML for the delivery period beginning November 1, 1988. On November 25, 1988, Union and WGML reached an agreement in principle on new long-term gas supply arrangements to commence February 1, 1989, and interim pricing arrangements for the period November 1, 1988, to January 31, 1989. In January 1989, WGML and Union signed the new gas supply contract.

In these new agreements the old contracts were unbundled into separate supply and transportation components. Union's gas sales supply arrangement with WGML is structured in two blocks, Block A for a twelve-year and Block B for a three-year period. The total volume to be taken out of this contract in 1989 is 104 billion cubic feet. Volumes of Block B gas supplies are those taken by Union's customers who hold SGR arrangements with WGML. The agreement provides for a 10 percent decontracting of fuel gas volumes to October 31, 1989, and the right to decontract further volumes in the following year.

Unlike the other Ontario distributors, Union has not entered into a long-term transportation contract with TCPL. The gas supply contract includes a provision that allows for the sharing of any excess capacity Union may have on the TCPL system. The hearing was held between March 2 and 17, with final argument on April 4.

The Board's Decision, dated April 14, 1989, accepted the cost of gas pursuant to the WGML contract for the first two years and other gas supply contracts for rate-making purposes.

FACILITIES APPLICATIONS

CONSUMERS

Rugby Gate Station and Georgian Bay Reinforcement Pipeline

EBLO 223; EBC 182, 183; EBA 492, 493

The Board, in its Decision of June 8, 1988, approved Consumers' application to construct 48 kilometres of NPS 8 pipeline in Simcoe County to reinforce the existing gas supply to the Midland area, which was at capacity. The Board found that the new pipeline would increase security of supply to customers in the Georgian Bay area. In conjunction with its application, Consumers also applied to the Board for certificates of public convenience and necessity and for municipal franchise approvals for the village of Coldwater and the township of Medonte, areas that could be serviced by Consumers' new pipeline. The Board approved these applications.

Peterborough-Lindsay Reinforcement Pipeline

EBLO 225 (PL 62); EBC 184, 185, 186; EBA 494, 495, 496

On May 26, 1988, the Board heard Consumers' applications for leave to construct 31 kilometres of NPS 12 pipeline through the townships of Hope and Cavan. Consumers maintained that the pipeline would reinforce its existing system serving the Peterborough area, establish a second source of supply to this market, and provide service to customers along the route. Also heard were applications by Consumers to supply and distribute gas in the townships of Hope, Hamilton, and South Monaghan, which could be served from the proposed pipeline.

The Board's Decision, issued July 22, 1988, approving the pipeline construction, found that the pipeline was needed to assure a reasonable and safe supply to the Peterborough and Lindsay areas. Consumers' applications to serve Hope and Hamilton townships were not approved because the Board considered that these townships were adequately served by ICG under existing franchises and certificates.

ICG

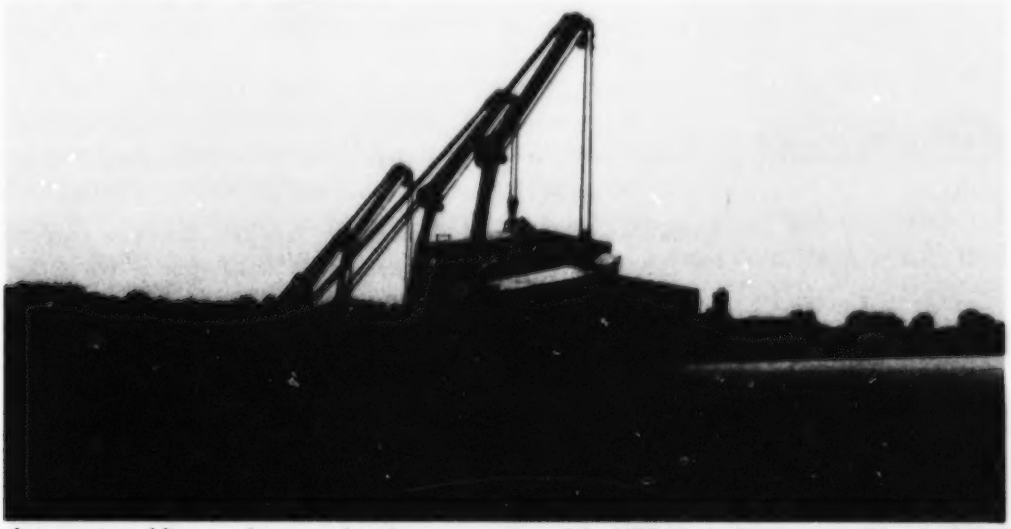
Horseshoe Valley EBLO 228; EBC 187, 139-B; EBA 503

ICG applied for leave to construct approximately 8.5 kilometres of NPS 4 and NPS 2 pipeline to serve new customers in the Horseshoe Valley area in Oro and Medonte townships. Consumers intervened in this hearing and submitted that it should be given the opportunity to investigate the merits of constructing a pipeline to the Horseshoe Valley area.

The Board, in its Decision dated October 20, 1988, reserved judgment on ICG's application pending information on projected residential development in the area. The Board also encouraged both ICG and Consumers to jointly consider constructing a line from Consumers' existing system.

Prices Corners EBLO 229

ICG applied to the Board for leave to construct 2.2 kilometres of NPS 4 pipeline in Simcoe County to serve the community of Prices Corners, located in the townships of Oro and Medonte. Consumers, which holds the rights to distribute natural gas in Oro and Medonte, intervened in the hearing and reaffirmed its plans to provide service to Prices Corners. The Board denied ICG's applications in its Decision of October 20, 1988.



Automatic welding machines used in the construction of the NPS 42 pipeline approved by the Board (EBLO 230)

UNION

St Clair Pipeline EBLO 226/226A

Union applied for leave to construct 11.7 kilometres of an NPS 24 pipeline from the proposed St Clair valve site to the proposed Sarnia industrial line station in Moore Township and continuing to Bickford Pool compressor station in Sombra Township. Evidence was heard between June 16 and 20, 1988, with oral arguments on June 24. Later TCPL requested that it be allowed to file additional evidence which it considered relevant to the issue of whether or not the OEB had jurisdiction to decide on a pipeline that will be directly linked to the movement of gas across an international border. The reopened hearing was convened on August 16, 1988.

In its Decision, dated September 1, 1988, the Board found that the proposed facilities were in the public interest. Specifically, they would increase access to the broader U.S. gas reserve base and provide transportation alternatives; enhance security of gas supply through diversification of sources; supplement developed storage in Ontario by giving access to Michigan storage space and permit the integration of the two storage systems; and, through increased ability to access and store U.S. gas bought at spot and firm prices, enhance the bargaining power of Union and its storage and transportation customers when negotiating the price of primary supplies of western Canadian gas.

The Board found that the proposed pipeline was within its jurisdiction and dismissed TCPL's motion on this matter. Leave to construct the proposed facilities was granted to Union subject to conditions. TCPL appealed the Board's Decision on the grounds that only the National Energy Board has jurisdiction in such a situation. The Divisional Court upheld the OEB Decision.

Dawn 156 Storage Pipeline EBLO 227

By letter dated June 6, 1988, Mr Ken McGregor complained to the Board about Union's construction of a NPS 30 pipeline across the McGregor property in Dawn Township. Union replied that the pipeline construction was necessary so that the pool, underlying the McGregor property, could store an additional 3.8 billion cubic feet of gas. Union claimed that the line in question was a gathering not a transmission line, and that it had the right to enter upon these lands which were within the designated gas storage area without authorization of the Board.

Katy Chu providing secretarial services for the preparation of an OEB Decision

The Board issued a Procedural Order, dated June 30, 1988, directing Union to cease construction immediately and appear before the Board on July 6. Following its review, the Board issued an interim decision concluding that the pipeline was a transmission line and notified all parties that it would hear evidence concerning this matter. In its Decision, dated August 15, 1988, the Board found that the pipeline was necessary to meet the storage requirements of both Union and its storage customers. The Board lifted its stop-work order and granted Union an exemption to construct the transmission line.

Union sought leave to appeal the Board's Decision before the Ontario Divisional Court on the grounds that Union has the right to construct pipelines within a designated gas storage area, without further leave of the Board. This application for leave to appeal was denied, thus affirming the Board's jurisdiction. A further appeal by Union of the court's decision was also denied.

Strathroy and Beachville Transmission Facilities Expansion Program EBLO 230

On October 20, 1988, Union proposed the construction of two sections of NPS 42 pipeline looping its Dawn-Trafalgar transmission system: an 18-kilometre section from Strathroy gate station to Lobo compressor station, and a 20-kilometre section from the Beachville transmission station to the Bright compressor station. The new pipelines would complete Union's 42-inch looping program between the Dawn compressor station and the Kirkwall line extension; the pipeline would meet the increasing demand for transportation service by Union's customers.

The hearing for Union's 1989 facilities took place on December 6, 1988, and the Board approved the project on February 14, 1988.

****

GAS STORAGE APPLICATIONS

TECUMSEH

Designation of the Dow-Moore Pool EBO 147

On January 26, 1988, Tecumseh applied to the Board to designate a depleted gas reservoir in Moore Township known as the Dow-Moore 3-21-XII Pool as a gas storage area. Tecumseh also requested authorization to inject gas into, store it in, and withdraw it from the pool.

The Board found that this pool, which is jointly owned by Tecumseh and Union, is the largest remaining known pinnacle reef available for use as gas storage in southwestern Ontario. In its Report to the Lieutenant Governor in Council, submitted May 2, 1989, the Board recommended that the lands overlaying the pool should be designated as a gas storage area. Designation being granted, the Board approved Tecumseh's application to inject, store, and remove gas from the pool, subject to certain conditions.

Dow-Moore Pool Pipeline EBLO 224

The Board, in its Decision dated May 27, 1988, approved an application by Tecumseh to develop the Dow-Moore storage pool, and an application to construct a 7-kilometre NPS 24 pipeline to serve the pool. The new pipeline links Tecumseh's compressor station to the pool. The pipeline has been designed and tested to accommodate the peaking service requirements of Consumers in conjunction with Tecumseh's other storage pools. The pipeline has also been designed to accommodate potential pressure elevations of the Dow-Moore pool.

Dow-Moore Gas Storage Pool EBRM 89

On June 5, 1988, the Minister of Natural Resources referred to the Board seven applications by Tecumseh for permits to drill into the Dow-Moore pool. The Board approved the applications subject to certain conditions in its Report of July 21 to the minister. A public hearing was not held since the applications were not contested.

Storage Rates to Include Dow-Moore Pool Facilities EBRO 455-1

On August 30, 1988, Tecumseh filed an application with the Board requesting a rate increase to allow for the recovery of costs relating to the operation of the Dow-Moore storage facility. A one-day hearing was held on November 17, 1988. In its Decision, dated December 5, the Board indicated that interim rate relief was warranted to recover a projected deficiency of about $1.1 million resulting from the operation of this facility. Acquisition and development of this facility increased Tecumseh's net investment by approximately 50 percent.

Kimball-Colinville Pool EBRM 90/92

Four applications by Tecumseh for permits to drill in the Kimball-Colinville pool were referred to the Board by the Minister of Natural Resources, three on June 6 and one on July 28, 1988. The Board approved the applications subject to certain conditions without a public hearing since they were not contested.

UNION

Dawn 156 Pool EBRM 91

The Minister of Natural Resources referred two applications submitted by Union Gas for well permits in the Dawn 156 pool to the Board by letter dated July 5, 1988. The Board approved the applications subject to certain conditions without a public hearing since they were not contested.

GLOSSARY OF TERMS AND ACRONYMS

Argument The final step in a hearing, during which participants summarize their positions on various matters of concern based on the evidence adduced.

Bcf One billion cubic feet, a measure of gas equivalent to 28.328 million cubic metres.

Board Order A legal document directing the implementation of a Board Decision. An Order is binding on the indicated parties.

Board Recommendation Usually contained in a Board report to a minister or to the Lieutenant Governor in Council, on Ontario Hydro or some other energy-related matter. Board recommendations are not binding except in matters set out under Section 23 of the Ontario Energy Board Act.

Bulk Power Rates Wholesale electricity rates to municipalities and certain industrial customers of Ontario Hydro having an average annual power demand of 5,000 kilowatts or more.

Buy/Sell Agreement Arrangement whereby an end-user purchases gas from a producer and then sells it to the local distribution utility which comingles that gas with other supplies. The end-user then buys gas from the local utility in the usual manner. The difference between the price paid to the producer and the price received from the local utility, minus any transportation costs, accrues to the end user.

Bypass The total avoidance of the local distribution company's system for the transportation of gas.

Commodity Charge A charge per unit volume of gas actually taken by the purchaser, as distinguished from a demand charge which is a constant charge based on the maximum volume a buyer has the right to take whether or not any gas is taken in a given period.

Contract Carriage Transportation service provided for the transport of gas not owned by the transporting pipeline company; contract carriage rates are sometimes referred to as T-rates.

Contract Demand (CD) Gas which a utility or a customer has the contractual right to demand on a daily basis from the supplier of the gas.

Demand Charge A monthly charge which normally covers the fixed costs of the system. The demand charge is based on the daily contracted volume and is payable regardless of volumes taken.

Designated Gas Storage Area A land area containing geological formations into which the Board may authorize a person to inject, store, and remove gas. Injection of gas for storage into any geological formation outside a designated storage area is prohibited under Section 20 of the Ontario Energy Board Act.

Direct Sales Purchases of natural gas supply negotiated between producers and end-users at prices excluding transportation; pipeline transportation arrangements must be negotiated separately with TCPL and the local distribution utility.

Gigajoule (GJ) A measure of energy content in fuel. A typical residential consumer of gas might use about 130 gigajoules per year for household heating (one GJ of thermal energy equals approximately 0.95 million cubic feet of natural gas).

GWh Gigawatt hour

Interrogatories Written requests for the supply of additional information, or clarification of information already received.

Intervention Notice of intent to participate in hearings, stating the interest in the proceeding. The person or group is called an intervenor.

LDC Local distribution company

NPS Nominal pipe size; for example, NPS 24 refers to a pipe with an approximate exterior diameter of 610 mm or 24 inches.

Ontario Pipeline Coordination Committee (OPCC) An interministerial committee, chaired by a member of the OEB staff, and including designates from those ministries of the Ontario government which collectively have a responsibility to ensure that pipeline construction and operation have minimum undesirable impact on the environment. The environment, perceived in a broad sense, covers agriculture, parklands, forests, wildlife, water resources, social and cultural resources, public safety, and landowner rights.

Rate Base The amount that a utility has invested in assets that are used or are useful in providing service, minus accumulated depreciation, plus an allowance for working capital and any other items which the Board may determine. Rate base may also be net of accumulated deferred income taxes.

Rate of Return on Common Equity Utility income, after tax, expressed as a percentage of the amount of common equity approved for inclusion in the utility's capital structure.

Rate of Return on Rate Base The income, after tax, that a utility is allowed to earn expressed as a percentage of the rate base. Note that this return is not guaranteed to the utility. Rather, this is the return that the company has a reasonable opportunity to earn given forecast conditions.

Revenue Requirement The allowed expenses of the utility are added to the allowed return on rate base to obtain the amount of revenue the utility must recover through rates to cover its costs of providing service.

SGR System Gas Resale Arrangement, whereby a customer purchases gas from WGML at the Alberta border at a negotiated price. The gas is immediately resold to WGML/TCPL at the Alberta border at the price prevailing between the LDC and WGML/TCPL. The LDC then purchases the gas from WGML/TCPL at the Alberta border as part of its system supply, and the customer continues to be a sales customer of the LDC.

System Gas Gas supplied under contract to TCPL by gas producers.

TCPL TransCanada PipeLines Limited

Test Year A prospective period of twelve consecutive months (usually the company's next full fiscal year) for which projections of revenues, costs, expenses, and rate base are studied by the Board in order to set rates which will allow the utility the opportunity to earn a reasonable rate of return.

Throughput Volume Gas sales, direct purchase and transportation volumes, and, where applicable, storage volumes.

Unbundled Rate A rate for an individual, separate component of service offered by a distributor, as opposed to a rate which combines the costs of a variety of component services.

WMGL Western Marketing Group Limited

1988-1989

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO

RAPPORT ANNUEL

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DU PRÉSIDENT *3*

INTRODUCTION *5*

STRUCTURE *11*

AUDIENCES PUBLIQUES *12*

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS *14*

- Les activités de la CÉO : quelques exemples *16*
- Examen des activités liées à Ontario Hydro *17*
- Demandes de révision des tarifs du gaz naturel *18*
- Demandes relatives à des installations *22*
- Demandes relatives au stockage de gaz *24*

LEXIQUE DE TERMES ET INITIALES *26*

Les bureaux de la Commission de l'énergie de l'Ontario sont situés au
2300, rue Yonge
Bureau 2601
Toronto, Ontario
(416) 481-1967

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport et d'autres publications de la Commission à la librairie du gouvernement de l'Ontario, au 880, rue Bay, Toronto (416) 326-5300.

Les personnes habitant à l'extérieur de Toronto peuvent communiquer avec le Service des publications, ministère des Services gouvernementaux, 880, rue Bay, 5e étage, Toronto (Ontario) M7A 1N8. Pour les appels interurbains sans frais, composez le 1-800-668-9938.

ISSN 0317-4891

Photographies fournies par :
Peter O'Dell (membres de la Commission, personnel et audience)
Union (installations de gaz naturel)
Ontario Hydro (centrales électriques)

Ontario

Energy/Énergie
Ontario

Minister/Ministre

Ministry of Energy
Ministère de l'Énergie

Queen's Park
Toronto, Ontario
M7A 2B7
416/965-4286
Télex 06217880

A son honneur Lincoln M. Alexander
Lieutenant-gouverneur de la
province de l'Ontario:

J'ai l'honneur de présenter le rapport annuel de la Commission de l'énergie de l'Ontario décrivant les diverses activités de l'exercice 1988-1989.

Veuillez agréer, votre honneur, l'assurance de ma très haute considération.

Lyn McLeod

Le ministre de l'Énergie
Lyn McLeod

MESSAGE DU PRÉSIDENT

S.J. Wychowanec, c.r., président.

J'ai quitté la Commission de l'énergie de l'Ontario en décembre 1984, pour y revenir en juillet 1988 à titre de président. Durant ce bref intervalle, l'industrie du gaz naturel au Canada a subi de remarquables changements, dont les conséquences, pour les distributeurs ontariens et leurs clients comme pour la Commission, ont été non moins frappantes.

À l'origine de cette évolution figurent l'Accord de l'Ouest et l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel, tous deux conclus en 1985. En vertu de ces accords, le gouvernement fédéral et les provinces productrices ont convenu d'instaurer, de concert avec les provinces consommatrices et l'industrie du gaz, un système de tarification conçu pour suivre les mouvements du marché. Il est vite apparu que les douze mois initialement prévus pour la mise en place du nouveau système n'allaient pas suffire.

Depuis 1985, la Commission s'emploie à faire appliquer les deux accords, tâche qui ne lui est pas facilitée par la législation actuelle, qui demeure pratiquement inchangée depuis un quart de siècle. Par ses nombreuses décisions, la Commission a encouragé la formation d'un marché du gaz naturel composé d'une multiplicité d'acheteurs et de vendeurs. Pourtant, en dépit de progrès certains, l'Accord et l'Entente attendent toujours leur mise en oeuvre définitive.

Si la déréglementation ou, pour être plus précis, la re-réglementation, s'est jusqu'à présent soldée par une réduction des prix pour la quasi-totalité des clients, elle avantage nettement les importants consommateurs industriels, qui ont saisi sans tarder l'occasion de s'approvisionner directement auprès des producteurs. Néanmoins, les clients commerciaux de taille plus modeste achètent eux aussi du gaz directement aux producteurs de l'Alberta ou de la Saskatchewan, quand ils ne profitent pas des autres possibilités de rabais qui leur sont offertes.

Les nouveaux arrangements ont fait surgir de nombreuses questions que la Commission devra trancher. Pendant l'exercice 1988-1989, celle-ci a d'ailleurs présenté au lieutenant-gouverneur en conseil un rapport concernant la sécurité d'approvisionnement des consommateurs ontariens. Entre autres recommandations, il y est prôné qu'on incite les acheteurs directs, et notamment les distributeurs locaux, à passer des contrats de la plus longue durée possible au regard du prix et d'autres considérations du même ordre.

Vers la fin de l'exercice financier, les arrangements relatifs aux fournitures conclus entre Western Gas Marketing Limited et les trois grands distributeurs de gaz de l'Ontario ont fait l'objet d'audiences séparées devant la Commission. Il en a résulté trois décisions distinctes, rendues le 14 avril 1989, par lesquelles la Commission approuvait des tarifs comprenant le coût du gaz attribuable à ces arrangements. La Commission a décidé de ne pas se prononcer pour l'instant sur les arrangements relatifs à la revente du gaz distribué qui, selon certains intervenants, constituaient une subvention croisée accordée aux dépens des autres abonnés. Une audience générale pourrait être tenue plus tard dans l'année pour examiner cette question, ainsi que plusieurs autres aspects qui s'y rattachent.

Les grands enjeux de la déréglementation étant désormais tirés au clair, du moins pour la plupart, il serait opportun de s'attarder sur l'incidence qu'elle aura sur les abonnés de l'Ontario. La Commission devra éventuellement affiner certaines de ses décisions antérieures pour veiller à ce que le gaz soit fourni aux utilisateurs de cette province à des tarifs justes et raisonnables.

Pendant l'année écoulée, la Commission a vu contester sa compétence à deux reprises devant la Cour suprême de l'Ontario, et dans chaque cas, elle a obtenu gain de cause. Par ailleurs, elle a entamé les préparatifs en vue de l'entrée en vigueur de la Loi sur les services en français et de la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants. Le personnel de la Commission compte maintenant quatre employés bilingues capables de fournir au public des services en français.

En ce qui a trait à la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants, la Commission a été chargée, avec deux autres instances officielles, de prendre part à un projet pilote de trois ans prévoyant l'octroi d'une aide financière aux intervenants désireux de comparaître à une audience. Pendant l'année écoulée, la Commission a rédigé les règles, pratiques et procédures afférentes à cette loi, qui ont reçu la sanction du lieutenant-gouverneur en conseil. La première audience tenue sous le régime de la nouvelle loi a porté sur le renvoi de la proposition d'Ontario Hydro relative au tarif de vente d'électricité en gros en 1990.

Deux autres projets d'assez longue date ont pu être menés à terme pendant l'année. En effet, la Commission publiera sous peu la troisième édition de son guide intitulé *Directives environnementales applicables à la localisation, la construction et l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures en Ontario*. Pour la première fois, ces directives paraîtront également en version française. Qui plus est, les compagnies de gaz et les municipalités de l'Ontario ont adopté un contrat type de franchise, qui servira de base à toutes les demandes futures de franchise qui seront présentées dans les municipalités.

En résumé, l'année s'est avérée fructueuse et riche de défis, et je ne crois pas me tromper en disant que les douze mois à venir le seront tout autant.

S.J. Wychowanec, c.r.
Président, Commission de l'énergie de l'Ontario

Les membres de la Commission le 31 mars 1989 étaient, de gauche à droite : C.A. Wolf Jr, H.E. Andrews, D.A. Dean, J.C. Butler, vice-président, S.J. Wychowanec, c.r., président, M.A. Daub, R.M.R. Higgin, O.J. Cook. M. O'Farrell était absent.

INTRODUCTION

L'Ontario dépend dans une large mesure du gaz naturel comme source d'énergie et aussi comme matière première utilisée dans diverses industries, notamment celle des produits chimiques. Le gaz naturel constitue le principal combustible de tous les secteurs de l'économie, excepté celui des transports, et il est le combustible privilégié pour le chauffage de l'eau et des locaux dans la province. En fait, l'Ontario utilise plus de gaz naturel que toute autre province consommatrice, sa consommation représentant environ 41 pour cent du total de la demande de gaz naturel canadien. Le gaz fournit quelque 30 pour cent de l'énergie consommée dans la province, tandis que l'électricité, dont la popularité va croissant, représente 18 pour cent environ. Les combustibles liquides (pétrole et liquides du gaz naturel), le charbon et le bois viennent compléter la liste des sources d'énergie consommée dans la province.

La Commission de l'énergie de l'Ontario est chargée de réglementer l'industrie du gaz naturel, notamment en fixant les tarifs, en autorisant la construction des lignes de transport et en avalisant les accords de franchise. En outre, la Commission fournit des conseils au ministre de l'Énergie sur des questions générales touchant l'industrie du gaz naturel, de même que sur des aspects intéressant Ontario Hydro. Dans tous les cas de figure, la Commission a pour principal souci de veiller à l'équité des tarifs, à la sécurité de l'approvisionnement et à la sauvegarde de l'intérêt public.

Le présent rapport commence par esquisser le mandat de la Commission, ainsi que le rôle et les obligations qui lui sont dévolus, puis enchaîne sur une liste des activités menées durant l'exercice écoulé, dont certaines, enfin, sont présentées dans leurs grandes lignes.

MANDAT

La Commission de l'énergie de l'Ontario a été créée en 1960 à titre d'organisme officiel et impartial chargé de réglementer divers aspects de l'industrie ontarienne du gaz naturel. Outre ses fonctions de réglementation, la Commission, à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, formule des recommandations sur diverses questions relatives à l'énergie, par exemple les modifications apportées par Ontario Hydro à ses tarifs de vente en gros. Dans toutes ses activités, la Commission de l'énergie de l'Ontario vise pour l'essentiel à servir le public et à protéger ses intérêts.

La plupart des responsabilités et pouvoirs de la Commission sont énoncés dans la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario et, accessoirement, dans six autres lois, à savoir :

- la Loi sur les concessions municipales;
- la Loi sur les richesses pétrolières;
- la Loi sur les services publics;
- la Loi sur l'évaluation foncière;
- la Loi sur la Société de chauffage par district de Toronto;
- la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants.

La Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants a été proclamée le 1er avril 1989 par le lieutenant-gouverneur en conseil. Ce projet, d'une durée de trois ans, prévoit un mécanisme pour financer d'avance le recours des intervenants qui comparaissent devant certaines instances officielles, y compris la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle prescrit les critères sur lesquels doit s'appuyer le comité d'examen, établi sous le régime de la loi, lorsqu'il décide de la question de savoir si un intervenant est admissible ou non à une aide financière.

RÔLE ET RESPONSABILITÉS

FIXATION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

Toutes les compagnies de gaz naturel vendent et transportent du gaz dans les régions de la province où elles détiennent une franchise. Le marché de l'énergie est désormais soumis aux lois de la concurrence, car les acheteurs peuvent traiter directement avec les producteurs de gaz, ou opter pour une autre source d'énergie. Du fait que le transport du gaz met en oeuvre un vaste réseau de pipelines et d'installations de stockage, le monopole demeure la plus efficace des formules, en ce sens qu'il ne tolère pas le double emploi et empêche les augmentations tarifaires qui en résulteraient.

En Ontario, les tarifs applicables à la vente de gaz doivent être approuvés par la Commission. Les distributeurs de gaz sont tenus de soumettre leurs projets de tarifs à l'approbation de la Commission, qui examine les demandes en général une fois par an. Les tarifs de chaque compagnie sont fixés à l'issue d'une audience publique. La durée de cette audience peut atteindre trois à quatre semaines, selon la complexité des enjeux.

Les tarifs ne sont pas les mêmes pour les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels. Lorsqu'elle établit les tarifs, la Commission tient compte des coûts associés aux fluctuations de la demande des différentes catégories de consommateurs. Ainsi, la demande résidentielle de gaz naturel utilisé pour le chauffage varie en fonction des conditions météorologiques et de la période de la journée. Par conséquent, il en coûte plus cher, par unité, d'approvisionner les abonnés résidentiels que les industries, ces dernières consommant de plus grandes quantités de gaz à des volumes plus constants.

La Commission s'efforce de réaliser un équilibre entre les prix que doivent payer les consommateurs, d'une part, et, d'autre part, le rendement que les actionnaires de chaque compagnie sont autorisés à tirer de leur investissement. Les tarifs doivent être « justes et raisonnables » pour les clients comme pour les actionnaires. Avant d'arrêter une décision, la Commission prend en considération les dépenses antérieures, actuelles et futures, la conjoncture, les prévisions, les tendances économiques et les recettes escomptées par les compagnies.

La Commission peut accorder un redressement tarifaire provisoire aux compagnies et aux consommateurs lorsque les frais ou les revenus d'une compagnie de services publics subissent ou sont sur le point de subir des modifications importantes. En pareil cas, ces rajustements font l'objet d'une audience spéciale qui dure généralement un jour ou deux. Les tarifs provisoires sont sujets à révision et ne deviennent définitifs qu'à partir du moment où la Commission rend sa décision finale et émet une ordonnance.

Dans le cadre des audiences relatives aux tarifs, la Commission doit non seulement s'assurer que les compagnies de services publics pratiquent des tarifs raisonnables, mais encore que le service fourni est de qualité satisfaisante.

Trois des employés bilingues de la Commission : de gauche à droite, Nicholas Belak, Françoise Lafond et Peter O'Dell.

Consumers' Gas Company Ltd est le plus important distributeur canadien de gaz naturel. Au 30 septembre 1988, date de clôture de son dernier exercice financier, cette compagnie desservait quelque 974 000 consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels dans le Sud, le centre et l'Est de l'Ontario, sans compter les abonnés de l'Ouest du Québec et du Nord de l'État de New York, qu'elle approvisionne par l'intermédiaire de filiales échappant au ressort de la Commission. Toujours à la même date, Consumers avait vendu 9,44 milliards de mètres cubes de gaz, et acheminé 0,492 milliard de mètres cubes; sa base de tarification se chiffrait à 1,416 milliard de dollars, et elle affichait des recettes d'environ 1,7 milliard de dollars.

Union Gas Limited, deuxième compagnie de distribution ontarienne par ordre d'importance, approvisionne les consommateurs du Sud-Ouest de la province. Elle exploite aussi un réseau de pipelines, d'installations de stockage et de stations de compression pour le compte d'abonnés et d'autres entreprises de services publics dans l'Est de l'Ontario et au Québec. Au 31 mars 1989, sa base de tarification s'établissait à 1,027 milliard de dollars. Elle comptait plus de 573 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels, et son réseau aura débité un volume total estimé à 14,7 milliards de mètres cubes pendant l'exercice financier 1989, y compris le gaz acheminé à d'autres compagnies distributrices. Le volume total de gaz vendu et livré à des clients s'occupant de distribution (c'est-à-dire à des compagnies qui vendent ou transportent du gaz) atteignait 8 milliards de mètres cubes. Pendant le même exercice, Union Gas Ltd a réalisé des recettes d'environ 1,2 milliard de dollars.

ICG Utilities (Ontario) Ltd approvisionne en gaz une centaine de collectivités du Nord-Ouest, du Nord et de l'Est de l'Ontario. Son réseau de distribution se compose de 6 142 kilomètres de pipelines raccordés à plus de 76 points de livraison sur le réseau de transport de TransCanada PipeLines (TCPL). Il s'agit en fait d'une série d'antennes raccordées au réseau de TCPL à partir de Kenora, où ce dernier pénètre en Ontario pour se prolonger jusqu'aux rives du lac Ontario et du Saint-Laurent. Au 31 décembre 1988, la base de tarification moyenne d'ICG se chiffrait à 395 millions de dollars. Pour approvisionner ses 168 000 abonnés, ICG a acheminé en tout 3,07 mil-

liards de mètres cubes, dont 230 millions de mètres cubes ont été transportés pour le compte d'autres compagnies. Les recettes totales d'ICG ont atteint environ 443 millions de dollars.

Natural Resource Gas Limited (NRG) est une petite entreprise de services publics fournissant du gaz à environ 2 000 abonnés dans la région d'Aylmer. Au 30 septembre 1988, NRG avait une base de tarification de 2,9 millions de dollars et affichait des recettes de 2,7 millions de dollars pour son exercice financier 1988.

Tecumseh Gas Storage Limited exploite un réservoir de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de l'Ontario. Cette compagnie a réalisé des recettes d'environ 15 millions de dollars pendant son exercice financier 1988. Consumers était l'unique client de Tecumseh.

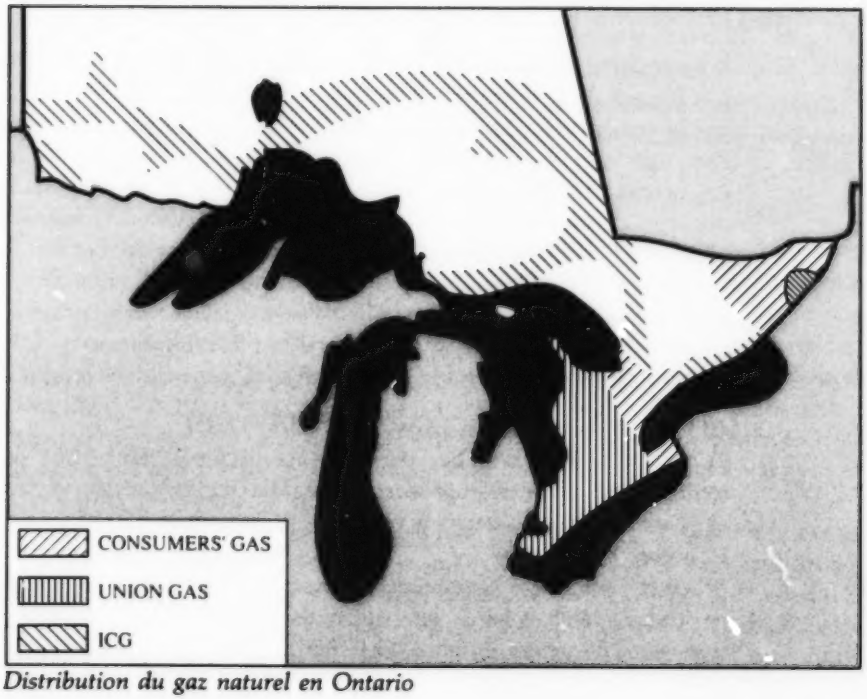
EXAMEN DES TARIFS D'ONTARIO HYDRO

Les tarifs de vente en gros d'électricité d'Ontario Hydro (applicables aux municipalités et à certains consommateurs industriels) sont établis par le Conseil d'administration de la société. Toutefois, lorsque Ontario Hydro désire modifier ses tarifs, elle doit soumettre une proposition en ce sens au ministre de l'Énergie, qui saisit la Commission du dossier en lui fournissant toutes les données techniques et financières pertinentes. À l'issue d'une audience publique qui débute généralement fin mai ou début juin et qui dure environ quatre semaines, la Commission rédige un rapport assorti de recommandations qu'elle remet au ministre de l'Énergie au plus tard le 31 août de chaque année. Le rôle de la Commission étant consultatif, ses recommandations n'ont pas force exécutoire pour Ontario Hydro.

Ontario Hydro est la plus importante société de la couronne en Ontario. Au 31 décembre 1988, elle possédait un actif de 34,36 milliards de dollars et desservait, directement ou indirectement, plus de 3,46 millions de consommateurs, dont 85 pour cent d'abonnés résidentiels. La vente de 128 000 GWh dans la province et de 5 019 GWh à l'exportation lui ont permis d'enregistrer un revenu de 5,8 milliards de dollars.

RENVOIS ET AUDIENCES GÉNÉRALES

Le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie et le ministre des Richesses naturelles peuvent demander à la Commission de tenir une audience publique sur une question précise et de leur faire rapport. D'habitude, ces renvois portent sur des questions liées à l'énergie et suscitent souvent un vif intérêt parmi le public. Là encore, la Commission joue un rôle consultatif, sans plus.



Distribution du gaz naturel en Ontario

Par ailleurs, si une entreprise de services publics change de propriétaire, la Commission peut être appelée à tenir une audience et à faire rapport. L'autorisation du lieutenant-gouverneur en conseil est obligatoire dans le cas d'une entreprise de services publics désireuse de vendre ses biens ou de fusionner avec une autre entreprise à vocation semblable, et dans le cas d'un particulier qui compte acheter plus de 20 pour cent des actions d'une entreprise de services publics, quelle que soit la catégorie d'actions en cause. La Commission peut recommander qu'il n'y ait pas d'audience, ou peut au contraire tenir une audience et présenter son rapport et ses recommandations au lieutenant-gouverneur en conseil.

La Commission peut aussi, de sa propre initiative, tenir des audiences générales pour examiner des questions qui relèvent de ses compétences. Ces audiences visent généralement à faire la lumière sur des tendances nouvelles ou sur des domaines qui présentent un intérêt croissant, ou encore à examiner des sujets précis dans un contexte plus global que ne le permettrait une audience ponctuelle.

APPROBATION DE NOUVELLES INSTALLATIONS

Les entreprises de services publics souhaitant construire un pipeline pour le transport de gaz naturel en Ontario doivent obtenir l'autorisation de la Commission. En outre, tous les projets de construction sont examinés par le Comité ontarien de coordination des pipeline (COCP), organisme interministériel chargé de la sécurité des pipelines et des répercussions environnementales résultant de leur construction. Placé sous la présidence d'un membre de la Commission, le COCP se compose de représentants des ministères de l'Agriculture et de l'Alimentation, de l'Énergie, de l'Environnement, de la Consommation et du Commerce, des Richesses naturelles, de la Culture et des Communications, des Affaires municipales et des Transports. Se joignent parfois au comité, lorsque le besoin s'en fait sentir, les représentants d'organismes régionaux que les compagnies de gaz naturel consultent aux premiers stades de leurs travaux de planification.

Le COCP s'efforce d'éviter que la construction des pipelines n'entraîne, à long terme, des conséquences néfastes pour l'environnement, et veille à ce que les perturbations à court terme restent minimes pendant les travaux. Ce faisant, le comité revoit chaque proposition, étudie les diverses variantes pour les tracés et les emplacements, et règle toutes les questions soulevées avant que la demande d'autorisation de construire ne soit présentée à la Commission.

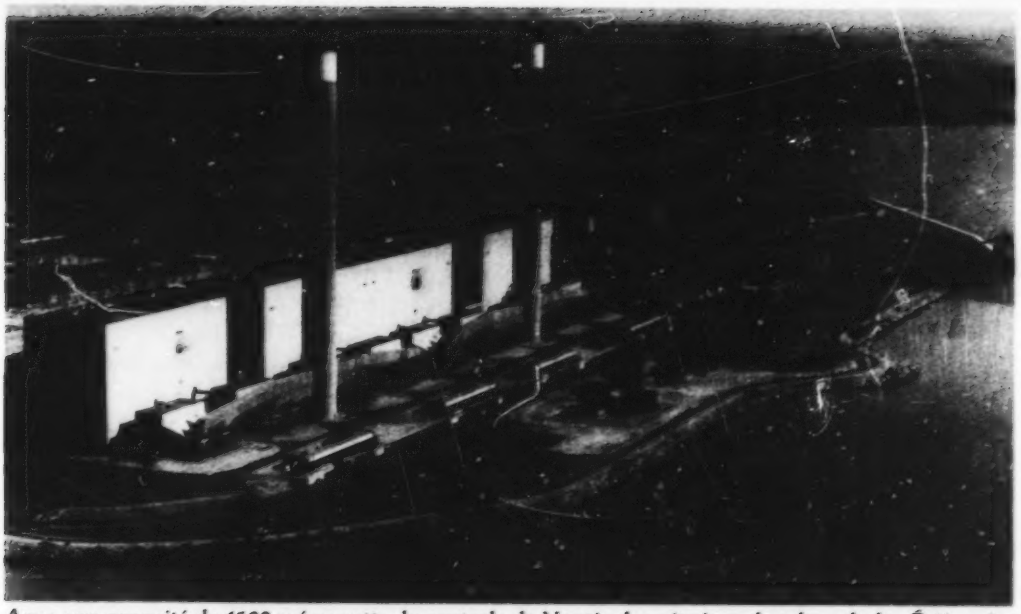
Lorsqu'elle reçoit une demande d'autorisation présentée par une compagnie de services publics, la Commission doit décider si le projet sert effectivement les intérêts du public, et ce au regard de nombreux facteurs, à savoir sécurité, praticabilité économique, retombées pour la collectivité, sécurité de l'approvisionnement, avantages pour la compagnie, incidences environnementales, etc. La Commission de l'énergie de l'Ontario a publié des directives environnementales applicables à la localisation, la construction et l'exploitation des canalisations de transport d'hydrocarbures en Ontario. Ce document, élaboré de concert avec les ministères et organismes provinciaux intéressés par la construction des pipelines, énonce tous les critères à respecter. Une version révisée des *Directives environnementales*, qui paraîtront pour la première fois en français, est actuellement en chantier; elle rendra compte des toutes dernières normes et pratiques appliquées par chaque ministère en matière d'atténuation des répercussions environnementales et accordera au public une place plus importante dans la planification des projets de pipelines.

Lorsqu'elle accorde son approbation à un projet, la Commission émet une ordonnance accordant l'autorisation de construire. Elle autorise également les expropriations nécessaires à l'implantation de canalisations de transport et d'installations connexes, et son consentement est exigé lorsqu'un pipeline doit traverser une autoroute, une ligne à haute tension ou un fossé.

APPROBATION DES ACCORDS DE FRANCHISE

Toute municipalité peut accorder à une compagnie de gaz le droit de fournir un service sur son territoire et d'utiliser les emprises routières. Mais comme préalable à l'adoption de l'obligatoire règlement municipal qui autorise la franchise, la Commission doit approuver les conditions afférentes à l'accord de franchise.

Bon nombre des ententes actuelles remontent à plus de trente ans. Étant donné les changements considérables qui se sont opérés depuis lors, les négociations entre une municipalité et la compagnie de services publics peuvent être longues et difficiles. C'est ainsi qu'on a créé en 1985



Avec une capacité de 4100 mégawatts, la centrale de Nanticoke, située en bordure du lac Érié, près de Port Dover, est la plus grande usine thermique alimentée au charbon d'Ontario Hydro.

le Comité des accords de franchise, son mandat consistant à mettre au point un modèle d'entente dont s'inspireraient toutes les ententes nouvelles ou reconduites. Le modèle, en vigueur depuis 1988, établit les conditions types devant présider à la distribution du gaz, à l'utilisation des emprises routières, aux autorisations de travaux, à la remise en état des terres une fois la construction achevée, etc.

Après l'adoption de l'entente modèle, la Commission a tenu trois audiences — une par compagnie — pour statuer sur les franchises municipales négociées par Union, Consumers et ICG. Il s'agissait d'ententes renouvelées qui étaient en instance d'approbation. À l'automne 1988, quarante-neuf demandes de renouvellement de franchises ont été présentées devant la Commission. Grâce au caractère générique de toutes les demandes dont elle était saisie, la Commission a pu réaliser de considérables économies de temps et d'argent. Il est prévu que désormais, toutes les ententes de franchise nouvelles et reconduites seront rédigées à partir de ce modèle.

CERTIFICATS DE COMMODITÉ ET DE NÉCESSITÉ PUBLIQUES

Nul ne peut construire un ouvrage d'approvisionnement en gaz sans l'autorisation préalable de la Commission. Délivrée sous forme de certificat, cette autorisation n'est consentie que si la commodité et la nécessité publiques semblent la justifier.

STOCKAGE DU GAZ NATUREL

L'aptitude à stocker le gaz est une condition sine qua non du bon fonctionnement du réseau de distribution de l'Ontario, et c'est pour cette raison que les réservoirs de stockage constituent une ressource naturelle très importante pour l'économie de la province. La plupart des emplacements de stockage sont d'anciens gisements de gaz situés dans le Sud-Ouest de la province. Ils sont utilisés par les transporteurs et les distributeurs pour faire face aux fluctuations de la demande et aux situations d'urgence. En règle générale, le gaz est stocké pendant l'été alors que la demande est relativement faible, pour être récupéré en période hivernale lorsque la demande est très forte. Grâce à ce système d'équilibrage de la demande, le réseau de distribution du gaz provenant de l'Ouest canadien peut fonctionner efficacement.

En vertu de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, il est interdit de stocker du gaz dans une formation géologique à moins qu'il ne s'agisse d'un emplacement désigné conforme à la description figurant dans le Règlement 700 des Règlements révisés de l'Ontario, 1980. Lorsqu'elle étudie une demande visant l'aménagement d'un réservoir naturel de stockage, la Commission doit décider si la structure géologique se prête à l'usage proposé et, dans l'affirmative, en définir les

limites géographiques; si le requérant a le droit d'exploiter pareil réservoir; si la demande correspond à un besoin réel; et si elle est praticable sur le plan économique. La Commission recommande au lieutenant-gouverneur en conseil les emplacements à désigner pour le stockage; elle autorise leur utilisation et décide de l'indemnisation payable au propriétaire en cas de désaccord entre ce dernier et le requérant.

Les demandes de permis pour le forage de puits dans une zone désignée de stockage de gaz doivent être soumises à l'examen de la Commission par le ministre des Ressources naturelles, au nom duquel les permis sont délivrés. Si le requérant est également l'exploitant autorisé de la zone de stockage, la Commission peut traiter la demande comme elle l'entend avant de faire rapport au ministre. Toutefois, si le requérant n'est pas l'exploitant autorisé, la Commission doit tenir une audience publique.

Les compagnies qui désirent stocker des fluides sous pression dans une formation géologique doivent obtenir un permis auprès du ministère des Richesses naturelles. Si le puits d'injection est situé à moins de 1,6 kilomètre d'une zone désignée pour le stockage du gaz, le ministre doit demander à la Commission d'étudier la question et de présenter un rapport à ce sujet, conformément à la Loi sur les richesses pétrolières.

La Commission réglemente les modalités d'association entre divers intérêts qui s'unissent pour le forage et l'exploitation de puits de gaz et de pétrole dans les limites d'une surface unitaire, d'un champ ou d'un gisement. À ce propos, elle a compétence pour désigner les gestionnaires et répartir les coûts et les avantages associés au forage et à l'exploitation.

AUTRES QUESTIONS

Les compagnies de gaz naturel doivent utiliser le système de comptabilité établi par la Commission et ne peuvent s'en écarter sans son autorisation préalable. La Commission poursuit son travail de mise à jour du règlement prescrivant la classification des méthodes de comptabilité. Il s'agit de la première refonte de ce document depuis l'adoption de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario en 1966.

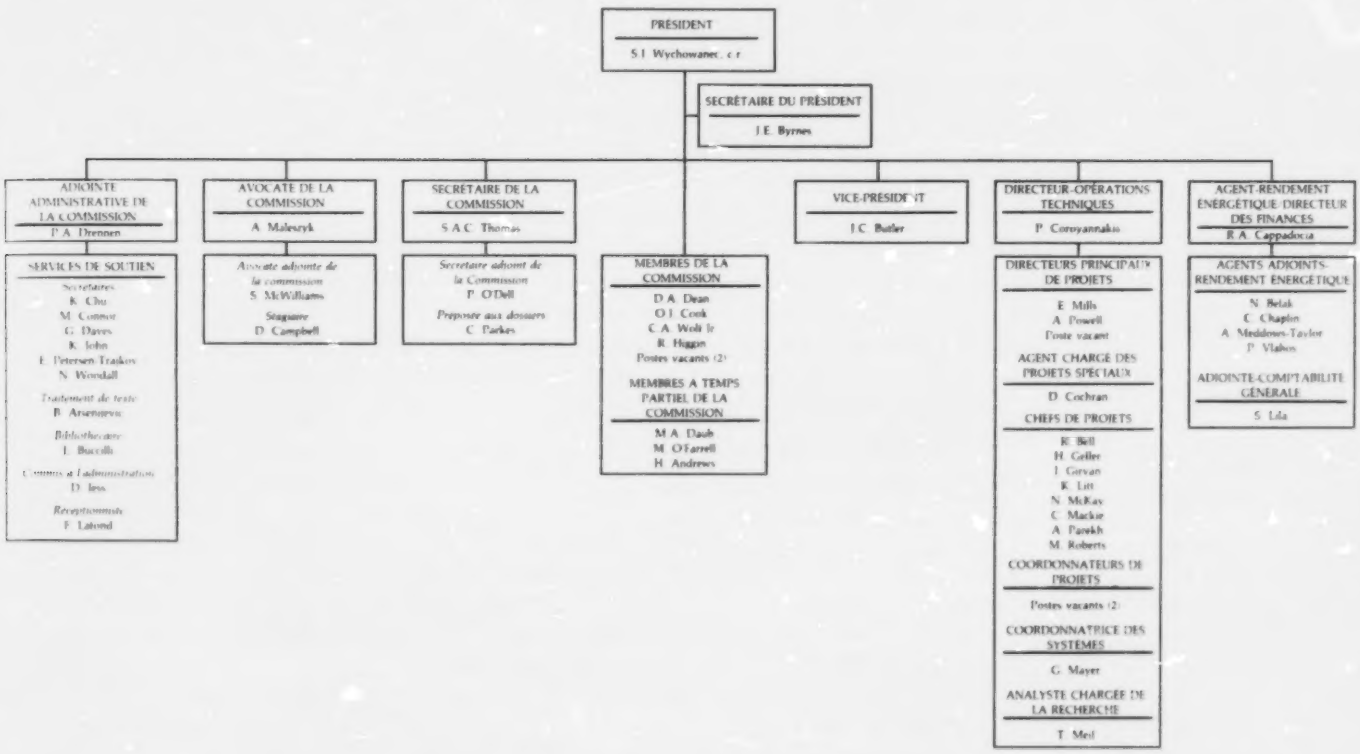
Les compagnies de gaz naturel communiquent régulièrement à la Commission des données sur leurs opérations et leurs résultats financiers. Lorsque les recettes d'une compagnie sont trop faibles ou trop élevées par rapport au rendement permis, l'agent de la Commission chargé de l'examen des rendements en matière d'énergie peut conduire une enquête spéciale avec le concours de son personnel. La Commission peut, de sa propre initiative, obliger une compagnie à comparaître devant elle pour lui fournir des explications sur la provenance et la justification de ses bénéfices.

La nature des services publics évolue au rythme des conditions économiques et sociales. Il est par conséquent approprié que la Commission procède à un examen des lois qui touchent les services publics et, au besoin, qu'elle propose des amendements.

STRUCTURE

ORGANIGRAMME AU 31 MARS 1989

COMMISSION DE L'ÉNERGIE DE L'ONTARIO



Au cours de l'exercice 1988-1989, la Commission a employé 49 personnes à temps plein.

STRUCTURE FINANCIÈRE

La Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario autorise la Commission à recouvrer ses frais en imposant des redevances aux entreprises de services publics qui participent aux audiences et à d'autres activités connexes de la Commission. Suite à l'audience, la Commission remet à l'entreprise de services publics en cause une ordonnance de coûts. En vertu de cette ordonnance, l'entreprise est tenue de payer une partie des frais engagés par la Commission et, si cette dernière en décide ainsi, des frais engagés par les intervenants. Le montant à payer à la Commission comprend les dépenses directes et les débours associés à une audience, de même que le montant versé pour payer les coûts fixes établis par la Commission, y compris les frais généraux et les salaires.

Pour l'exercice 1988-1989, le budget d'exploitation de la Commission était de 5,4 millions de dollars. De ce montant, 75 pour cent seront récupérés par l'entremise des ordonnances de coûts remises aux compagnies.

AUDIENCES PUBLIQUES

Les audiences publiques sont l'un des principaux mécanismes grâce auxquels la Commission de l'énergie de l'Ontario peut s'acquitter de son mandat. Les audiences publiques donnent également la possibilité de se faire entendre aux groupes et particuliers qui peuvent être affectés par les décisions de la Commission. La participation du public permet à la Commission de s'assurer que ses décisions sont justes et qu'elles tiennent compte des divers points de vue et intérêts. L'audience est un processus en onze étapes.

1 DÉBUT

Le processus est mis en branle :

- sur réception d'une demande;
- sur réception d'une demande de renvoi adressée par le lieutenant-gouverneur en conseil, le ministre de l'Énergie ou le ministre des Richesses naturelles; ou
- lorsque la Commission décide de commencer à étudier une question relevant de sa compétence.

2 AVIS DE PRÉSENTATION D'UNE DEMANDE

Les requérants doivent aviser de la présentation de leur demande toutes les parties concernées et tous les groupes publics intéressés. Lorsque la Commission commence le processus d'audience, elle doit en aviser qui de droit. Lorsque l'audience porte sur une forte modification de tarif, la compagnie de gaz naturel doit faire publier une annonce dans les quotidiens de la région touchée.

Lorsqu'une demande touche les habitants de certaines régions désignées par le gouvernement, tous les avis doivent également paraître en français dans des quotidiens de langue française. Si aucun quotidien de langue française n'est publié dans la région, l'avis doit paraître dans un hebdomadaire de langue française.

3 INTERVENTIONS

Les groupes et les personnes qui désirent participer à une audience — les « intervenants » — doivent déposer un avis d'intervention décrivant les raisons pour lesquelles ils désirent être présents.

En 1988-1989, les participants avaient la possibilité de demander le remboursement de leurs frais de participation à l'issue de l'audience. Puis, le 1er avril 1989, la Loi sur le projet d'aide financière aux intervenants est entrée en vigueur; celle-ci établit une procédure en vertu de laquelle les intervenants peuvent demander une indemnisation avant la tenue de l'audience. Un comité de financement nommé par la Commission décide si les requérants sont admissibles à cette aide et, le cas échéant, le montant qui leur sera versé. Les participants peuvent continuer à demander le remboursement de leurs frais à la clôture de l'audience, comme par le passé.

Audience publique tenue pour examiner une proposition de révision de tarifs présentée par Ontario Hydro.

4 AVIS D'AUDIENCE

Lorsque la Commission a déterminé la nature et la durée probable de l'audience, elle demande au requérant d'aviser toutes les parties concernées de l'heure à laquelle aura lieu l'audience et du lieu où elle se déroulera.

5 DOCUMENTATION PRÉPARATOIRE

Afin de permettre à toutes les parties d'étudier la documentation relative à la demande, le requérant doit remettre les documents à l'appui de sa demande deux à trois mois avant le début de l'audience. Le personnel de la Commission et les intervenants peuvent également obtenir des renseignements supplémentaires en demandant à l'entreprise de services publics de répondre à des questionnaires écrits avant le début de l'audience.

Lorsque la demande porte sur la construction de pipelines, elle est d'abord étudiée par le Comité ontarien de coordination des pipelines. Par conséquent, les documents préparatoires doivent indiquer le tracé choisi et être accompagnés d'études portant sur les répercussions environnementales prévues.

6 ORDONNANCES DE PROCÉDURE

La Commission peut émettre une ordonnance de procédure pour une affaire spécifique. Entre autres, cette ordonnance peut déterminer la date de l'audience ou prévoir la date limite avant laquelle certaines formalités de procédure doivent être accomplies, telles que le dépôt de preuves justificatives, l'envoi de questionnaires et la communication des résultats de ces questionnaires. L'ordonnance de procédure peut également prévoir une liste des questions à aborder lors de l'audience.

Orville Cook, membre de la Commission, prépare une décision officielle.

7 DÉLIBÉRATIONS LIMINAIRES

Avant le début de l'audience, les représentants de la Commission peuvent proposer de revoir les questions de procédure, les points techniques et la démarche qui sera suivie pendant l'audience. De cette manière, tous les participants peuvent se familiariser avec tous les aspects de la demande et définir les questions qu'ils désirent soulever.

8 AUDIENCE

La Commission s'assure que les preuves présentées sont suffisantes, qu'elles sont vérifiées et versées au dossier, de façon à rendre sa décision en connaissance de cause. En règle générale, c'est le requérant qui présente d'abord son argumentation, en produisant des preuves écrites et en faisant comparaître des témoins. Les intervenants et l'avocat de la Commission interrogent ensuite les témoins et peuvent eux aussi faire entendre leurs propres témoins. Ces derniers peuvent être interrogés par le requérant et par les autres intervenants. Lorsque toutes les preuves ont été présentées, chaque partie peut récapituler les faits dans une plaidoirie écrite ou verbale, selon les directives de la Commission.

Les documents préparatoires, les plaidoiries et les transcriptions des délibérations qui ont eu lieu à l'audience sont tenus à la disposition du public, au bureau de la Commission, à Toronto.

9 DÉCISIONS ET RAPPORTS DE LA COMMISSION

Selon que l'audience résulte, soit d'un renvoi, soit d'une demande ou d'un avis de la Commission, cette dernière doit présenter un résumé de ses délibérations dans un document intitulé « Rapport » ou « Décision et motifs ». Ce document porte sur toutes les questions soulevées lors de l'audience et énonce les recommandations et les conclusions de la Commission. Sa publication peut exiger plusieurs semaines ou même plusieurs mois, selon la complexité de l'affaire. On peut se procurer des exemplaires du document, contre paiement d'une somme modique, à la Librairie du gouvernement de l'Ontario, 800, rue Bay, à Toronto. La Commission en remet des exemplaires aux personnes ayant participé à l'audience.

Dans la plupart des affaires prises en charge par la Commission à la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, du ministre de l'Énergie ou du ministre des Richesses naturelles, les parties concernées ne sont pas tenues de se conformer aux recommandations de la Commission. Le ministre concerné ou le lieutenant-gouverneur en conseil décide s'il doit ou non donner suite à ses recommandations. Toutefois, lorsqu'il s'agit d'un renvoi de la part du ministre des Richesses naturelles au sujet d'un permis de forage, le ministre doit se conformer aux recommandations de la Commission.

10 ORDONNANCE DE LA COMMISSION

Une ordonnance de la Commission est un document juridique sommant les parties citées de mettre à exécution la décision de la Commission. Elle a force exécutoire.

11 RÉVISION ET APPEL

On peut interjeter appel d'une décision ou d'une ordonnance de la Commission comme suit :

- en demandant à la Commission d'annuler ou de modifier son ordonnance;
- en adressant une pétition au lieutenant-gouverneur en conseil;
- en interjetant appel de l'ordonnance de la Commission devant la Cour divisionnaire sur une question de droit ou de compétence juridique;
- en demandant à la Cour divisionnaire de procéder à une révision judiciaire de la décision de la Commission.

RÉCAPITULATION DES ACTIVITÉS

Résumé des activités de la Commission de l'énergie de l'Ontario entre le 1er avril 1988 et le 31 mars 1989

N° DE DOSSIER	REQUÉRANT/AUTEUR DE LA DEMANDE	OBJET
Demandes de révision des tarifs de transport/distribution du gaz naturel		
EBRO 411-III-A/430II-A	Falconbridge	Clarification/nouvelle audience à propos des tarifs d'ICG
EBRO 440-2	ICG	Récupération des coûts du gaz dans le cadre de contrats conclus avec WGML
EBRO 451-1	NRG	Récupération intérimaire des coûts différés du gaz
EBRO 452	Consumers	Redressement des niveaux et de la structure des tarifs pour les exercices financiers 1988 et 1989
EBRO 452-3	Consumers	Récupération des coûts du gaz dans le cadre de contrats conclus avec WGML
EBRO 455-1	Tecumseh	Récupération intérimaire des coûts encourus dans le cadre des immobilisations liées à l'aménagement du réservoir de Dow-Moore
EBRO 456	Union	Redressement des niveaux et de la structure des tarifs pour les exercices financiers 1988 et 1989
EBRO 456-4	Union	Récupération des coûts du gaz dans le cadre de contrats conclus avec WGML
Renvoi de la part du ministre de l'Énergie au sujet d'Ontario Hydro		
HR 17	Ministère de l'Énergie	Tarifs pour 1989
Renvoi de la part du lieutenant-gouverneur en conseil		
EBRLG 30A/B	Consumers	Engagements
EBRLG 32	CEO	Sécurité de l'approvisionnement
Construction de pipelines et expropriations		
EBLO 223	Consumers	Poste de livraison de Rugby et pipeline de renfort de la baie Georgienne
EBLO 224	Tecumseh	Aménagement du réservoir de stockage de Dow-Moore et construction d'un pipeline
EBLO 225	Consumers	Autorisation de construction — pipeline Peterborough/Lindsay
EBLO 226	Union	Pipeline St Clair
EBLO 226A	TCPL	Compétence en ce qui concerne le pipeline St Clair
EBLO 227	Union	Pipeline de stockage Dawn 156
EBLO 228	ICG	Pipeline de Horseshoe Valley
EBLO 229	ICG	Pipeline de Prices Corners
EBLO 230	Union	Agrandissement des installations de Strathroy et Beachville

N° DE DOSSIER		REQUÉRANT/AUTEUR DE LA DEMANDE	OBJET
Exemptions relatives aux pipelines			
PL	63	Union	Pipeline du village de Burford
PL	64	Union	Pipeline du chemin Towerline (cantons de Norwich et Burford)
PL	65	Union	Pipeline du chemin Towerline (canton de Burford)
PL	66	Union	Pipeline du canton de Caradoc
PL	67	Union	Pipeline de stockage de Sombra (canton de Lambton)
PL	68	Union	Pipeline de stockage d'Enniskillen (canton de Lambton)
PL	69	ICG	Pipeline reliant la ligne de TCPL à la centrale de cogénération de Northland Power à Cochrane
Autres ordonnances de la Commission de l'énergie de l'Ontario			
EBO	147	Tecumseh	Désignation du réservoir de Dow-Moore
EBO	149	Union	Contrat de stockage et de transport pour la Commission des services publics de Kingston
EBO	150	Union	Contrat de stockage et de transport pour Consumers
EBO	154	Union	Entente de stockage pour Tarpon Gas Marketing
EBO	155	Union	Demande relative au transport sous contrat pour C-I-L
EBO	156	Tecumseh	Contrat de stockage pour Consumers
EBO	158	Union	Entente de stockage et de transport pour Domtar
Autorisations relatives aux franchises			
EBA	405/472	Union	Ville de Blenheim
EBA	470	Consumers	Comté de Victoria
EBA	473	Consumers	Ville de Shelburne
EBA	474	Consumers	Ville de Caledon
EBA	475	Consumers	Ville d'Innisfil
EBA	476	Consumers	Canton d'Amaranth
EBA	477	Consumers	Ville de Whitby
EBA	479	Consumers	Canton de Mulmur
EBA	488	Consumers	Canton de Melancthon
EBA	489	Consumers	Canton de Cavan
EBA	490	ICG	Cité de Sault-Sainte-Marie
EBA	491	ICG	Canton d'Augusta
EBA	494	Consumers	Canton de Hope
EBA	495	Consumers	Canton de Hamilton
EBA	496	Consumers	Canton de Monaghan sud
EBA	498	ICG	Canton d'Hamilton
EBA	499	ICG	Canton d'Osnabruck
EBA	500	ICG	Canton de Fredericksburgh nord
EBA	501	ICG	Canton de Kingston
EBA	502	Consumers	Canton de Seymor
EBA	503	ICG	Canton de Medonte
EBA	504	Union	Comté de Kent
EBA	505	Union	Cité de Chatham
EBA	506	Union	Ville de Dresden
EBA	507	Union	Ville de Tilbury
EBA	508	Union	Village d'Erie Beach
EBA	509	Union	Village de Highgate
EBA	510	Union	Village de Wheatley
EBA	511	Union	Village de Wyoming
EBA	512	Union	Canton d'Adelaide

N° DE DOSSIER		REQUÉRANT/AUTEUR DE LA DEMANDE	OBJET
EBA	513	Union	Canton de Camden
EBA	514	Union	Canton de Chatham
EBA	515	Union	Canton de Dover
EBA	516	Union	Canton de Harwich
EBA	517	Union	Canton de Howard
EBA	518	Union	Canton d'Orford
EBA	519	Union	Canton de Raleigh
EBA	520	Union	Canton de Romney
EBA	521	Union	Canton de Tilbury est
EBA	522	Union	Canton de Zone
EBA	523	Union	Ville de Forest
EBA	524	Union	Ville de Parkhill
EBA	525	Union	Village d'Arkona
EBA	526	Union	Village d'Ailsa Craig
EBA	527	Union	Village de Thedford
EBA	528	Union	Canton de Bosanquet
EBA	529	Union	Canton de Williams est
EBA	530	Union	Canton de Williams ouest
EBA	531	Union	Comté de Lambton
EBA	532	Consumers	Village de Port McNicholl
Certificats de commodité et de nécessité publiques			
EBC	139-B	ICG	Canton d'Oro
EBC	182	Consumers	Village de Coldwater
EBC	183	Consumers	Canton de Medonte
EBC	184	Consumers	Canton de Hope
EBC	185	Consumers	Canton de Hamilton
EBC	186	Consumers	Canton de Monaghan sud
EBC	187	ICG	Canton de Medonte
Ordonnances de comptabilité uniforme			
U4	076	ICG	Report des coûts relatifs à certaines audiences
Rapports au ministre des Richesses naturelles			
EBRM	89	Tecumseh	Permis de forage dans le réservoir de Dow-Moore
EBRM	90	Tecumseh	Permis de forage dans le réservoir de Kimball-Colinville
EBRM	91	Union	Permis de forage dans le réservoir Dawn 156
EBRM	92	Tecumseh	Permis de forage dans le réservoir de Kimball-Colinville

.....

LES ACTIVITÉS DE LA CÉO : QUELQUES EXEMPLES

AUDIENCE RELATIVE À LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT *EBRLG 32*

À la demande du lieutenant-gouverneur en conseil, faite par renvoi daté du 19 mai 1988, la Commission a tenu une audience pour examiner plusieurs questions ayant trait aux besoins actuels et futurs des consommateurs de l'Ontario en matière d'approvisionnement en gaz. Pendant les quatorze jours qu'a duré l'audience, des représentants de tous les secteurs de l'industrie du gaz ont pris part aux délibérations (producteurs, courtiers, transporteurs, distributeurs et usagers). La Commission a présenté son rapport intérimaire en août 1988, qu'elle a fait suivre en novembre de son rapport final, dans lequel figuraient les recommandations suivantes :

- le gouvernement devrait encourager des investissements prudents en vue d'accroître la capacité de stockage;
- la Commission devrait examiner périodiquement les préoccupations exprimées au sujet des approvisionnements en gaz et de toute question connexe;
- le gouvernement devrait publier des directives pour permettre au public de mieux comprendre les pratiques contractuelles en vigueur dans l'industrie;
- il y aurait lieu d'encourager les parties intéressées à signer des contrats de longue durée, sans les assortir de conditions ou normes obligatoires;
- les contrats régissant les arrangements de transport pour les clients qui achètent directement ou qui achètent pour revendre devraient être conclus pour une durée de trois ans, à moins que la Commission n'accorde une exemption;
- il serait souhaitable de concevoir des politiques permettant de mettre toute surcapacité de transport à la disposition d'autres distributeurs ou acheteurs directs de l'Ontario;
- il n'y aurait pas lieu de définir un « marché de base », ni de limiter les consommateurs, quels qu'ils soient, dans leur choix d'un fournisseur;
- le gouvernement devrait étudier l'opportunité de constituer une réserve stratégique de gaz à utiliser pendant les périodes où les approvisionnements sont insuffisants en Ontario.

AUDIENCES RELATIVES AU COÛT DU GAZ *EBRO 440-2, 452-3, 456-4*

Comme elle l'a signalé dans son *Rapport annuel* de l'an dernier, la Commission a rendu publiques, le 22 janvier 1988, trois décisions simultanées concernant les nouvelles ententes négociées par les trois principales compagnies de gaz de la province (Consumers, ICG et Union) avec Western Gas Marketing Limited (WGML). La Commission a ainsi approuvé la prorogation de ces ententes pendant un an, soit jusqu'au 31 octobre 1988, afin de favoriser le développement d'un marché plus concurrentiel.

En août et octobre 1988, les trois compagnies ont demandé à la Commission d'approuver, aux fins d'établissement de leurs tarifs, le coût du gaz à fournir en vertu de contrats qu'elles venaient de négocier avec WGML. Ces trois contrats de vente se ressemblent du point de vue de leur structure, en ce sens que le gaz est vendu en deux blocs, l'un et l'autre à un tarif de 2,20 dollars par gigajoule, le bloc A étant toutefois destiné au 'groupe des clients essentiels', et négocié pour une période plus longue (quinze et douze ans). Le prix de ce bloc comprend une prime fixe de 0,60 dollar par gigajoule pour toute la durée du contrat. Quant au bloc B, qui représente un volume plus modeste, il est négocié pour une période moins longue (cinq ou trois ans) et est destiné aux gros utilisateurs.

Stan Thomas, secrétaire de la Commission, donne suite à une demande soumise à la CÉO.

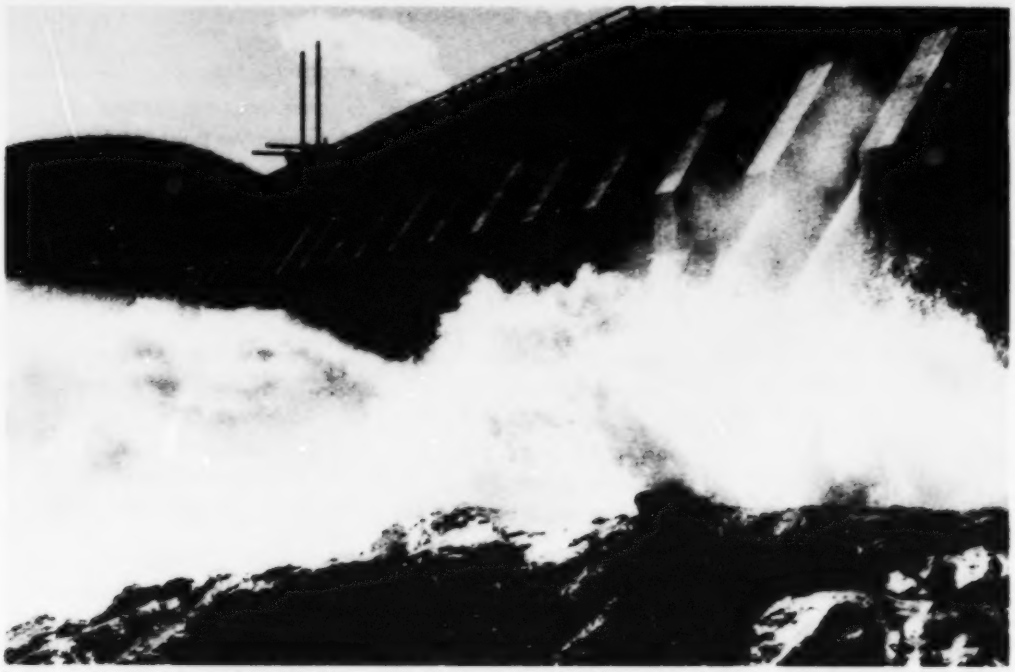
À l'issue d'audiences tenues en février et mars 1989, la Commission a rendu trois décisions datées du 14 avril 1989, par lesquelles elle approuvait, aux fins de tarification, le coût du gaz prévu dans les contrats passés avec WGML. Les détails des modalités applicables à chaque compagnie sont présentés ci-après.

EXAMEN DES ACTIVITÉS LIÉES À ONTARIO HYDRO

PROPOSITION RELATIVE AUX TARIFS DE VENTE EN GROS D'ÉLECTRICITÉ *HR 17*

Le 19 avril 1988, le ministre de l'Énergie a soumis à la Commission la proposition d'Ontario Hydro, qui souhaitait augmenter ses tarifs à compter du 1er janvier 1989. Cette proposition prévoyait une majoration moyenne de 5,5 pour cent touchant l'ensemble de sa clientèle, et était calculée en fonction d'un revenu minimum nécessaire de 5 942 millions de dollars, soit 495 millions de dollars de plus que les recettes de 1988.

Dans son rapport, la Commission a recommandé que le tarif général moyen soit relevé de 5,8 pour cent et qu'Ontario Hydro verse au gouvernement provincial un droit de garantie de dette de 25 millions de dollars. En tout, la Commission a présenté 46 recommandations au ministre de l'Énergie. Elle a aussi exprimé son inquiétude au sujet de plusieurs problèmes : durée des audiences trop limitée pour permettre d'éclaircir toutes les questions posées; degré de contrôle exercé sur les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'Ontario Hydro; et répartition des fonds de gestion de la demande détenus par Ontario Hydro.



La centrale électrique Otto Holden, installation de 243 mégawatts située en bordure de la rivière des Outaouais, approvisionne les abonnés d'Ontario Hydro en énergie depuis les années cinquante.

DEMANDES DE RÉVISION DES TARIFS DU GAZ NATUREL

CONSUMERS

Demande relative aux tarifs principaux EBRO 452

Le 28 mars 1988, Consumers a présenté à la Commission une demande d'augmentation de ses tarifs pour son exercice 1989 commençant le 1er octobre 1988, afin de compenser une insuffisance prévue des recettes brutes évaluée à 9,7 millions de dollars. Par la suite, de nouveaux calculs ont transformé ce déficit en surplus de 17,2 millions de dollars sur la base d'un rendement des capitaux propres de 14,375 pour cent et d'un ratio des actions de 35 pour cent. Commencée le 20 juillet 1988, l'audience a été ajournée 18 jours plus tard, pour reprendre le 6 septembre; elle s'est terminée le 20 septembre. La seconde phase portait essentiellement sur la répartition des coûts et l'établissement de la structure tarifaire.

Au cours de l'audience, la Commission a ordonné une réduction tarifaire de 0,1433 cent le mètre cube à compter du 19 juillet 1988, en raison d'un excédent de recettes évalué à 13,7 millions de dollars par Consumers pour l'exercice 1988. Dans sa décision avec motifs du 21 décembre 1988, la Commission a évalué à 36,2 millions de dollars le surplus des revenus bruts pour l'exercice 1989, sur la base d'un rendement des capitaux propres de 13,5 pour cent et d'un ratio des actions ordinaires de 35 pour cent. Le 12 janvier 1989, dans un additif à sa décision, la Commission a rajusté les coûts du gaz pour tenir compte de certains coûts rattachés aux transactions d'achat et de vente. Cet additif portait à 38,3 millions de dollars le surplus de recettes brutes pour l'exercice 1989.

Le 18 janvier 1989, Consumers a présenté une demande en vertu de l'article 30 visant à faire examiner et modifier certaines parties de la décision du 21 décembre 1988. La compagnie arguait qu'elle ne pourrait atteindre le taux de rendement permis des capitaux propres si la Commission continuait d'imposer un plafond sur le taux de rendement autorisé pour les tarifs appliqués à certains clients. Dans sa décision du 6 février 1989, la Commission, tout en réaffirmant que les tarifs devraient s'aligner davantage sur les coûts, a autorisé la compagnie à se rapprocher progressivement de cet objectif. Elle a aussi établi un compte de report pour pallier à une éventuelle insuffisance de recettes.

Demande relative aux tarifs principaux — Consumers

	Demandé	Autorisé
	millions de dollars	
Base de tarification	1516,5	1500,9
Recettes de la compagnie	199,4	203,3
Revenus excédentaires bruts	17,2	38,3
	pourcentage	
Taux de rendement indiqué	13,15	13,54
Taux de rendement nécessaire	12,52	12,06
Ratio des actions ordinaires	35,00	35,00
Rendement des capitaux propres	14,375	13,50

Engagements EBRLG 30 A/B

Le 3 février 1988, Consumers a demandé l'autorisation de financer par l'emprunt sa filiale Gazifère Inc. et de continuer à investir dans Arbor Living Centres Inc. par l'intermédiaire de Congas Holdings, une autre filiale. Ces demandes ont été présentées suite aux engagements que la compagnie avait pris vis-à-vis du lieutenant-gouverneur en conseil le 4 mars 1987. L'audience a débuté le 3 mai 1988, et les arguments ont été présentés verbalement le lendemain.

Dans sa décision du 30 juin 1988, la Commission a fait observer que la demande soulevait plusieurs questions à propos de l'ampleur et du degré de diversification qui pourrait être autorisée chez la compagnie de services publics, et au sujet des critères à appliquer pour fixer des limites prudentes à ce genre d'investissement. Tout en indiquant que le niveau actuel d'investissements pourrait être maintenu, sous réserve de certaines conditions, la Commission a demandé instamment à Consumers de s'abstenir d'accroître ses investissements ou sa participation dans Arbor, soit directement, soit par l'intermédiaire de Congas ou de toute autre filiale, au-delà de la limite actuellement autorisée, c'est-à-dire de 21 millions de dollars en capitaux propres et 80 millions de dollars sous forme d'emprunts connexes contractés par Arbor.

La Commission a approuvé le financement subsidiaire proposé pour Gazifère, sous réserve de certaines conditions. Elle a cependant fait remarquer que les emprunts contractés par des filiales non réglementées ne devaient jamais constituer plus qu'une faible part des investissements à long terme effectués par la compagnie. La décision prise au sujet de ces questions est en instance d'appel devant la Commission.

Creusement d'une tranchée en vue de la pose du pipeline NPS 42 approuvée par la Commission (EBLO 230)

Coût du gaz EBRO 452-3

Par le biais d'un protocole d'entente daté du 12 octobre 1988 (et modifié le 12 décembre), Consumers et WGML ont établi les conditions de nouveaux contrats régissant les ventes de gaz à des tarifs séparés. Consumers a conclu par ailleurs un contrat distinct de transport de gaz avec TCPL. Dans un avis de motion en date du 19 octobre 1988, Consumers a demandé à la Commission d'approuver, aux fins de tarification, le coût du gaz prévu par ce contrat pour la première et la seconde années contractuelles auxquelles il se rapporte. L'entente devait entrer en vigueur le 1er janvier 1989, à condition que la Commission accorde son autorisation au plus tard le 20 avril 1989. En outre, elle a été priée d'approuver les coûts du gaz prévus par des contrats que la compagnie avait conclus pour faire face aux périodes de pointe hivernales et à d'autres besoins de longue durée.

Comme on l'a expliqué précédemment dans la partie intitulée « Audiences relatives au coût du gaz », le contrat de vente conclu avec WGML répartit le gaz vendu en deux blocs dont le prix est fixé à l'avance pour les deux premières années. Dans le contrat passé avec Consumers, le bloc A consiste en 150 milliards de pieds cubes sur quinze ans, et le bloc B, en 38 milliards de pieds cubes sur cinq ans, avec possibilité de renouvellement annuel par la suite. À compter du début de la troisième année du contrat, les deux parties négocieront le prix du gaz pour les deux blocs. Au cas où les clients de Consumers décideraient de s'approvisionner directement auprès des producteurs, le contrat permet une éventuelle réduction du volume des deux blocs. WGML et Consumers se sont également entendus pour partager toute surcapacité de transport que Consumers pourrait avoir sur le réseau de TCPL.

Anna Maleszyk, avocate de la Commission, fournit une évaluation juridique.

L'audience a débuté le 6 février 1989 et s'est terminée le 13 mars par la présentation de la contre-argumentation de Consumers. Dans sa décision rendue le 14 avril 1989, la Commission a approuvé, aux fins de tarification, le coût du gaz prévu pendant les deux premières années par le contrat conclu avec WGML et par d'autres contrats d'approvisionnement.

ICG

Examen par la Commission

ICG n'a présenté aucune demande de révision tarifaire à la Commission pour son exercice financier 1989. L'agent chargé de l'évaluation du rendement énergétique de la Commission, après avoir étudié les données financières pertinentes, a recommandé qu'ICG soit exemptée d'un examen public des tarifs.

Coût du gaz EBRO 440-2

Le 11 octobre 1988, ICG a conclu une entente avec TCPL et WGML pour la fourniture et le transport de gaz. Cette entente, en vigueur depuis le 1er janvier 1989, se compose d'un contrat de vente de gaz et d'une entente d'exploitation sur le transport, tous deux conclus avec WGML, ainsi que de contrats de transport passés avec TCPL pour les différentes zones de livraison du réseau ICG. L'entente d'ICG prévoyait des blocs de gaz d'une durée de quinze et de cinq ans; elle a remplacé les contrats de service à débit souscrit conclus avec TCPL. L'entente précédente d'ICG relative à la fixation des prix était arrivée à expiration le 31 octobre 1988. Du 1er novembre au 31 décembre 1988, conformément à l'entente de 1986 et à son amendement de 1987, ICG s'est approvisionnée auprès de WGML/TCPL, et les contrats portant sur les débits souscrits sont restés en vigueur durant cette période.

Dans sa décision du 14 avril 1989, la Commission a approuvé, aux fins de tarification, le coût du gaz prévu par le contrat WGML pendant les deux premières années.

Demande de réouverture du dossier relatif à la Phase II d'ICG, déposée par Falconbridge Limited EBRO 411-IIIA, 430-IIA

Le 17 juin 1988, Falconbridge, client industriel d'ICG, a demandé à la Commission d'éclaircir, de revoir ou de soumettre à une nouvelle audience sa décision du 20 mai 1988, qui portait sur des questions de répartition des coûts et de structure tarifaire intéressant ICG. Dans sa demande, Falconbridge exprimait le souhait que les ajustements rétroactifs entrant en vigueur le 20 février 1987 soient calculés en fonction d'une moyenne par catégorie plutôt que client par client, en vertu de la nouvelle structure basée sur des tarifs à souscription–à l'unité consommée, appliquée aux gros clients industriels d'ICG.

La Commission a rendu sa décision le 20 septembre 1988. Désormais consciente des graves conséquences financières imposées à certains clients par la nouvelle structure basée sur des tarifs à souscription–à l'unité consommée, et notamment aux clients à faible coefficient d'utilisation, la Commission a conclu que la date d'entrée en vigueur de la nouvelle structure tarifaire d'ICG devait être le 1er janvier 1988, et que les factures des clients en cause seraient rétroactivement rajustées selon une moyenne par catégorie pour la période s'étendant du 20 février au 31 décembre 1987.

NRG

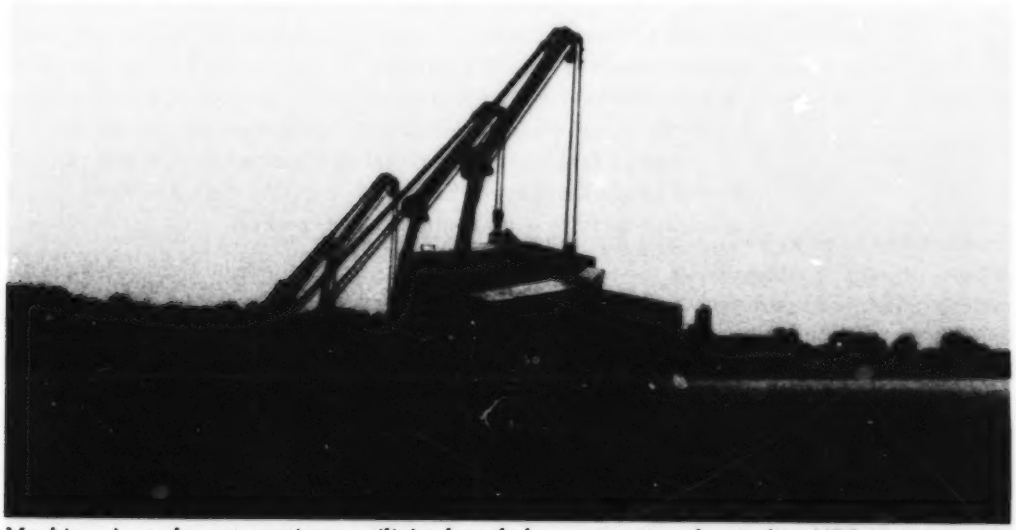
Redressement tarifaire provisoire EBRO 451-1

Dans une lettre datée du 19 octobre 1988, NRG a demandé un redressement tarifaire provisoire afin de recouvrer un déficit accumulé dans un compte de report établi par la Commission pour déterminer les écarts entre le coût prévu du gaz et son coût réel. La Commission, dans sa décision provisoire du 22 mars 1989, a autorisé NRG à inscrire 134 745 dollars au compte en date du 30 septembre 1988. Elle a indiqué en outre que les intérêts afférents à ces coûts devaient y être inscrits eux aussi. Toutefois, elle a refusé d'accorder les mesures de redressement demandées, du fait que la compagnie n'avait pas présenté suffisamment de preuves pour justifier le recouvrement de ces montants par voie tarifaire. Elle a demandé à NRG d'avancer des éléments de preuve supplémentaires à l'appui de sa revendication lors de la prochaine audience d'examen de ses tarifs principaux.

UNION

Demande relative aux tarifs principaux EBRO 456

Le 31 août 1988, Union a demandé à la Commission d'autoriser une majoration de ses tarifs pour l'exercice financier 1990 afin de compenser une insuffisance de recettes prévue de 32,065 millions de dollars. Par la suite, Union a ramené ce chiffre à 16,546 millions de dollars pour tenir compte des incidences de la réforme fiscale fédérale et de nouvelles prévisions fondées sur les résultats du deuxième trimestre de l'exercice 1989. L'insuffisance était calculée en fonction d'un rendement de 14,875 pour cent des actions ordinaires et d'un ratio de capitaux propres de 29 pour cent.



Machines à souder automatiques utilisées lors de la construction du pipeline NPS 42 approuvée par la Commission (EBLO 230)

La Commission, de sa propre initiative, a effectué un examen limité de l'exercice 1989 de Union pour étudier le niveau de rendement approprié des actions ordinaires, de la dette à court et à long terme et des actions privilégiées; la base de tarification; les recettes de stockage et de transport; les volumes de gaz non comptabilisés; les prévisions quant au volume total débité; et les coûts de main-d'oeuvre. Cet examen a débuté le 7 novembre 1988 et a pris fin neuf jours plus tard. Dans la décision qu'elle a rendue le 20 mars 1988, la Commission a établi la base de tarification à 1,026 milliard de dollars, le taux de rendement autorisé à 11,9 pour cent et l'excédent total des

recettes à 24,687 millions de dollars. La Commission a enjoint à Union de rembourser 10,1 millions de dollars à ses abonnés, compte tenu des économies prévues suite à la réforme fiscale. Elle a également ordonné à la compagnie de réduire ses tarifs à compter du 1er novembre 1988, ayant constaté qu'avec les tarifs en vigueur, Union aurait réalisé des recettes excédentaires de 14,587 millions de dollars sur une base annuelle, sans compter les effets de la réforme fiscale. Ses conclusions étaient essentiellement fondées sur des rajustements des prévisions du débit total émises par Union et sur un rendement des actions ordinaires de 13,75 pour cent.

Du 4 au 20 janvier 1989, la Commission a commencé à entendre les preuves à l'appui de la majoration tarifaire demandée par Union pour 1990. Elle a décidé de reporter jusqu'en avril 1989 l'examen de la partie de la requête concernant la structure tarifaire et la répartition des coûts, afin de se donner le temps d'étudier les ententes sur le coût du gaz renégociées entre Union et WGML. À la fin de son exercice financier, la Commission ne s'était pas encore prononcée sur la demande déposée par Union pour que l'on considère 1990 comme un exercice de référence.

Coût du gaz EBRO 456-4

Le 31 août 1988, Union Gas a demandé à la Commission d'émettre une ordonnance fixant des tarifs justes et raisonnables pour la vente, le stockage et le transport du gaz, ainsi qu'une ordonnance imposant la prise en compte, dans les tarifs, des coûts du gaz prévus par les ententes d'achat conclues avec TCPL et WGML pour la période de livraison commençant le 1er novembre 1988. Le 25 novembre 1988, Union et WGML sont parvenues à une entente de principe sur de nouveaux arrangements visant l'approvisionnement à long terme, qui devait prendre effet le 1er février 1989, et elles ont conclu des arrangements provisoires sur la fixation des prix pour la période allant du 1er novembre 1988 au 31 janvier 1989. En janvier 1989, WGML et Union ont ratifié le nouveau contrat d'approvisionnement.

Katy Chu fournit des services de secrétariat dans le cadre de la préparation d'une décision de la CÉO.

En vertu de ces nouvelles ententes, les anciens contrats étaient divisés en deux composantes séparées, l'une portant sur l'approvisionnement et l'autre sur le transport. L'arrangement conclu entre Union et WGML pour la vente de gaz comprend deux blocs, soit un bloc A d'une durée de douze ans, et un bloc B d'une durée de trois ans. Le volume total de gaz à prendre dans le cadre de ce contrat en 1989 se chiffre à 104 milliards de pieds cubes. Le bloc B représente les volumes destinés à ceux des abonnés d'Union qui ont conclu des arrangements RGD avec WGML. Cet arrangement contient une clause permettant l'annulation des contrats portant sur 10 pour cent des volumes de gaz carburant jusqu'au 31 octobre 1989, et prévoit, pour l'année suivante, la possibilité de soustraire des volumes supplémentaires à l'application des dispositions des contrats.

Union, à la différence des autres distributeurs de l'Ontario, n'a pas signé de contrat de transport de longue durée avec TCPL. Dans le contrat d'approvisionnement figure une clause autorisant le partage de toute surcapacité qu'Union pourrait avoir sur le réseau de TCPL. L'audience s'est déroulée du 2 au 17 mars, et les plaidoyers finals ont été entendus le 4 avril.

Dans sa décision du 14 avril 1989, la Commission a approuvé, aux fins de tarification, le coût du gaz prévu par le contrat WGML pendant les deux premières années, ainsi que par d'autres contrats d'approvisionnement.

DEMANDES RELATIVES À DES INSTALLATIONS

CONSUMERS

Poste de livraison Rugby et pipeline de renforcement à la baie Georgienne

EBLO 223; EBC 182, 183; EBA 492, 493

La Commission, dans sa décision du 8 juin 1988, a approuvé la demande présentée par Consumers en vue de la construction d'un tronçon de pipeline NPS 8 de 48 kilomètres dans le comté de Simcoe pour renforcer son réseau d'approvisionnement desservant la région de Midland, qui fonctionnait à pleine capacité. La Commission a jugé que le nouveau pipeline offrirait effectivement aux consommateurs de la baie Georgienne un approvisionnement plus sûr. Par la même occasion, Consumers avait demandé à la Commission d'émettre des certificats de commodité et de nécessité publiques et d'approuver les accords de franchise municipale conclus avec le village de Coldwater et le canton de Medonte, étant donné que ces deux régions pouvaient également être desservies par le nouveau pipeline. La Commission a approuvé ces demandes.

Pipeline de renforcement Peterborough-Lindsay EBLO 225 (PL 62); EBC 184, 185, 186; EBA 494, 495, 496

Le 26 mai 1988, la Commission a entendu des demandes présentées par Consumers en vue de construire un tronçon de pipeline NPS 12 de 31 kilomètres traversant les cantons de Hope et Cavan. Selon la compagnie, ce pipeline présenterait l'avantage de renforcer l'actuel réseau de Consumers dans la région de Peterborough, d'offrir à ce marché une seconde source d'approvisionnement et de desservir les abonnés établis en bordure du tracé. Consumers voulait également l'autorisation de fournir et de distribuer du gaz dans les cantons de Hope, Hamilton et South Monaghan, qui pourraient être desservis à partir du pipeline projeté.

La Commission, dans sa décision du 22 juillet 1988, a approuvé la construction du pipeline, jugeant qu'il était nécessaire pour garantir un approvisionnement sûr et raisonnable dans les régions de Peterborough et de Lindsay. Quant aux demandes visant à desservir les cantons de Hope et de Hamilton, la Commission les a rejetées en faisant valoir qu'ICG fournissait déjà un service adéquat dans ces cantons en vertu de franchises et de certificats existants.

ICG

Horseshoe Valley EBLO 228; EBC 187, 139-B; EBA 503

ICG a demandé l'autorisation de construire des tronçons de pipeline NPS 4 et NPS 2 d'environ 8,5 kilomètres pour desservir de nouveaux clients de la région de Horseshoe Valley, dans les cantons d'Oro et de Medonte. Consumers est intervenue à cette audience en demandant qu'on lui permette d'étudier les avantages de la construction d'un nouveau pipeline desservant la région de Horseshoe Valley.

Dans sa décision du 20 octobre 1988, la Commission a mis son jugement en délibéré, en attendant de recevoir des renseignements sur un projet de construction résidentiel envisagé dans la région. Elle a également encouragé ICG et Consumers à songer à construire ensemble un branchement sur l'actuel réseau de Consumers.

Prices Corners EBLO 229

ICG a demandé à la Commission l'autorisation de construire un tronçon de pipeline NPS 4 de 2,2 kilomètres dans le comté de Simcoe en vue de desservir la collectivité de Prices Corners, située dans les cantons d'Oro et de Medonte. Consumers, qui détient les droits de distribution du gaz naturel dans ces deux cantons, est intervenue pendant l'audience pour réitérer son intention de desservir Prices Corners. La Commission, dans sa décision du 20 octobre 1988, a rejeté la demande d'ICG.

UNION

Pipeline St Clair EBLO 226/226A

Union a demandé l'autorisation de construire un tronçon de pipeline NPS 24 de 11,73 kilomètres, allant du poste de vanne que l'on envisage d'installer à St Clair à la station de ligne industrielle projetée pour Sarnia, dans le canton de Moore, pour continuer ensuite jusqu'à la station de compression du réservoir de Bickford, dans le canton de Sombra. Les parties en cause ont présenté leurs preuves du 16 au 20 juin 1988, et l'argumentation orale a été entendue le 24 juin. Par la suite, TCPL a demandé l'autorisation de présenter un complément de preuves qui, selon elle, se rapportait à la question de savoir si la Commission avait ou non compétence pour rendre une décision au sujet d'un pipeline qui servirait directement à assurer les mouvements de gaz de part et d'autre d'une frontière internationale. L'audience a donc repris le 16 août 1988.

Nicholas Belak, agent chargé de l'examen du rendement énergétique, étudie une fiche technique déposée par des compagnies de services publics.

Dans sa décision du 1er septembre 1988, la Commission a jugé que les installations projetées seraient dans l'intérêt du public. Plus particulièrement, elles amélioreraient l'accès aux réserves de gaz américaines, qui reposent sur une base plus large, et offriraient des solutions de rechange en matière de transport; elles se traduiraient par un approvisionnement plus sûr grâce à la diversification des sources; elles compléteraient les installations de stockage déjà aménagées en Ontario en offrant accès aux zones de stockage du Michigan et en permettant l'intégration des deux réseaux de stockage. Enfin, le gaz américain acheté à des prix fermes ou au jour le jour étant plus facile à obtenir et à stocker, Union et les clients auxquels elle fournit des services de stockage et de transport disposeraient de nouveaux leviers de pression lorsque viendrait le moment de négocier le prix des volumes primaires de gaz en provenance de l'Ouest canadien.

La Commission a jugé que le projet de pipeline relevait de sa compétence et a rejeté ainsi la motion présentée par TCPL à ce propos. Elle a donné à Union l'autorisation de construire les installations envisagées, sous réserve de certaines conditions. TCPL a interjeté appel de la décision, arguant que seul l'Office national de l'énergie est habilité à statuer sur ce type de question. La Cour divisionnaire a maintenu la décision de la CÉO.

Pipeline de stockage Dawn 156 EBLO 227

Dans une lettre à la Commission datée du 6 juin 1988, M. Ken McGregor a porté plainte contre Union, qui construisait un pipeline NPS 30 traversant la propriété McGregor dans le canton de Dawn. Union a répliqué que le pipeline était nécessaire pour accroître de 3,8 milliards de pieds cubes la capacité du réservoir sous-jacent à la propriété. La compagnie a soutenu qu'il s'agissait d'un pipeline de collecte, et non de transport, et qu'elle avait le droit de pénétrer sur les terres en question, celles-ci étant situées dans la zone de stockage désignée, sans l'autorisation préalable de la Commission.

La Commission a émis une ordonnance de procédure, datée du 30 juin 1988, sommant Union d'interrompre sur le champ les travaux de construction et de comparaître devant elle le 6 juillet. Une fois la situation étudiée, la Commission a rendu une décision provisoire dans laquelle elle a conclu que le pipeline était une conduite de transport, et elle a avisé tous les intéressés qu'elle prendrait connaissance des preuves se rapportant à cette question. Dans sa décision du 15 août 1988, la Commission a jugé que le pipeline était nécessaire pour répondre aux besoins de stockage d'Union et des clients auxquels elle fournissait des services de stockage. La Commission a révoqué son ordonnance de cessation des travaux et a accordé à Union l'exemption voulue pour construire le pipeline de transport.

Union avait présenté une demande d'appel de la décision de la Commission devant la Cour divisionnaire de l'Ontario en faisant valoir qu'elle était autorisée à construire des pipelines dans une zone de stockage désignée sans l'aval de la Commission. La Cour a rejeté cette demande, confirmant ainsi que la Commission avait compétence en la matière. Union a aussi été déboutée d'une nouvelle demande d'appel contre la décision de la Cour.

Programme d'agrandissement des installations de transport de Strathroy et de Beachville EBLO 230

Le 20 octobre 1988, Union a proposé la construction de deux tronçons de pipeline NPS 42 pour doubler son réseau de transport de Dawn-Trafalgar, soit un tronçon de 18 kilomètres depuis le poste de livraison de Strathroy à la station de compression de Lobo, et un tronçon de 20 kilomètres allant de la station de transport de Beachville à la station de compression de Bright. Les nouveaux pipelines permettraient à Union de compléter son programme de doublement entrepris entre la station de compression de Dawn et l'antenne de Kirkwall, et de faire face à la demande sans cesse plus grande de services de transport réclamés par ses clients.

Les installations proposées ont fait l'objet d'une audience le 6 décembre 1988 et ont reçu l'autorisation de la Commission le 14 février 1988.

••••••••••••••••••••

DEMANDES RELATIVES AU STOCKAGE DE GAZ

TECUMSEH

Désignation du réservoir de Dow-Moore EBO 147

Le 26 janvier 1988, Tecumseh a demandé à la Commission de désigner comme zone de stockage un gisement de gaz épuisé dans le canton de Moore, connu sous le nom de réservoir Dow-Moore 3-21-XII. La compagnie a également demandé l'autorisation d'injecter et de stocker du gaz dans le réservoir de Dow-Moore, et d'en retirer.

La Commission a constaté que ce réservoir, propriété conjointe de Tecumseh et de Union, constitue le plus important récif à pinacles inexploité connu dans le Sud-Ouest de l'Ontario qui soit apte à servir au stockage du gaz. Dans le rapport qu'elle a soumis le 2 mai 1989 au lieutenant-gouverneur en conseil, la Commission a recommandé que les terrains surplombant le réservoir soient désignés comme zone de stockage. Cela fait, elle a aussi autorisé Tecumseh à injecter et stocker du gaz dans le réservoir et à en retirer, sous réserve de certaines conditions.

Pipeline du réservoir de Dow-Moore EBLO 224

Dans une décision datée du 27 mai 1988, la Commission a approuvé une demande présentée par Tecumseh en vue d'aménager le réservoir de stockage de Dow-Moore, ainsi qu'une demande annexe visant la construction d'un tronçon de pipeline NPS 24 de 7 kilomètres pour desservir le réservoir à partir de la station de compression de la compagnie. Le nouveau pipeline a été conçu et mis à l'épreuve en fonction des exigences auxquelles Consumers devrait faire face pour assurer le service à ses abonnés en période de pointe, en liaison avec les autres réservoirs de Tecumseh. Le pipeline a aussi été étudié pour résister à d'éventuelles hausses de pression dans le réservoir de Dow-Moore.

Réservoir de stockage de gaz de Dow-Moore EBRM 89

Le 5 juin 1988, la Commission a reçu du ministre des Richesses naturelles sept demandes émanant de Tecumseh au sujet de permis de forage dans le réservoir de Dow-Moore. Dans son rapport du 21 juillet au ministre, la Commission a approuvé les demandes, sous réserve de certaines conditions. Il n'y a pas eu d'audience publique, les demandes n'ayant fait l'objet d'aucune contestation.

Tarifs de stockage prenant en compte les installations du réservoir de Dow-Moore EBRO 455-1

Le 30 août 1988, Tecumseh a présenté à la Commission une demande de majoration de ses tarifs en vue de recouvrer les frais liés à l'exploitation des installations de stockage du réservoir de Dow-Moore. Une audience d'une journée s'est déroulée le 17 novembre 1988. Dans sa décision, datée du 5 décembre, la Commission a indiqué qu'un rajustement provisoire était justifié, sans quoi l'exploitation du réservoir se serait soldée par un déficit prévu de 1,1 million de dollars. L'acquisition et l'aménagement de ces installations avaient augmenté d'environ 50 pour cent le niveau des investissements nets de Tecumseh.

Réservoir de stockage de Kimball-Colinville EBRM 90/92

Le ministre des Richesses naturelles a saisi la Commission de quatre demandes présentées par Tecumseh pour la délivrance de permis de forage dans le réservoir de Kimball-Colinville, soit trois demandes le 6 juin et la quatrième le 28 juillet 1988. La Commission a approuvé les demandes, sous réserve de certaines conditions, sans procéder par voie d'audience, vu l'absence de contestation.

UNION

Réservoir de stockage Dawn 156 EBRM 91

Le ministre des Richesses naturelles, dans une lettre datée du 5 juillet 1988, a transmis à la Commission deux demandes de Union Gas pour la délivrance de permis de forage dans le réservoir de stockage Dawn 156. La Commission a approuvé les demandes, sous réserve de certaines conditions, sans procéder par voie d'audience, vu l'absence de contestation.

LEXIQUE DE TERMES ET INITIALES

Base de tarification : Montant investi par une entreprise de services publics dans les biens utilisés pour fournir les services, moins l'amortissement cumulé, plus le montant consacré au fonds de roulement et tout autre poste retenu par la Commission. La base de tarification peut également être nette d'impôts sur le revenu reportés et cumulés.

Bp3 : Abréviation désignant un milliard de pieds cubes de gaz, soit l'équivalent de 28,328 millions de mètres cubes.

Comité ontarien de coordination des pipelines (COCP) : Comité interministériel présidé par un membre du personnel de la Commission de l'énergie de l'Ontario et formé de représentants des ministères du gouvernement de l'Ontario qui se sont collectivement engagés à réduire à un minimum les répercussions environnementales de la construction et de l'exploitation de pipelines. Le concept d'environnement, interprété au sens large, englobe l'agriculture, les parcs, les forêts, la faune, les ressources en eau, les ressources sociales et culturelles, la sécurité du public et les droits des propriétaires fonciers.

Contrat d'achat et de vente : Contrat en vertu duquel un utilisateur final achète du gaz auprès d'un producteur pour le vendre ensuite à une compagnie locale de distribution qui mélange ce gaz à des volumes provenant d'autres fournisseurs. L'utilisateur final achète ensuite du gaz auprès de la compagnie locale de la façon habituelle. La différence entre le prix payé au producteur et le prix reçu par la compagnie locale, moins les frais de transport, revient à l'utilisateur final.

Contrat de transport : Service fourni pour le transport de gaz n'appartenant pas à la compagnie de transport par pipeline; les tarifs de transport sous contrat sont parfois appelés tarifs T.

Demande contractuelle : Quantité de gaz qu'une entreprise de services publics ou un abonné a le droit d'exiger quotidiennement, en vertu d'un contrat, de la part du fournisseur de gaz.

ELD : Entreprise locale de distribution.

Évitement : Non-utilisation du réseau de la compagnie locale de distribution pour le transport du gaz.

Exercice de référence : Période de douze mois consécutifs (en général, le prochain exercice financier complet de l'entreprise) pour laquelle des prévisions des revenus, des coûts, des dépenses et de la base de tarification sont soumises à l'examen de la Commission afin d'établir les tarifs qui permettront à l'entreprise de services publics d'obtenir un rendement adéquat.

Frais liés à la demande : Frais mensuels qui couvrent généralement les frais fixes du réseau. Les frais liés à la demande sont basés sur le volume quotidien prévu au contrat et doivent être acquittés quels que soient les volumes de gaz pris.

Frais liés au produit : Frais perçus pour chaque unité de volume de gaz effectivement prise par l'acheteur. Ils diffèrent des frais liés à la demande, qui sont des frais constants calculés à partir du volume maximal qu'un acheteur a le droit de prendre, même si aucune quantité de gaz n'est prise pendant la période visée.

Gaz distribué : Gaz distribué par les producteurs en vertu d'un contrat conclu avec TCPL.

Gigajoule (GJ) : Unité de mesure du contenu énergétique des combustibles et carburants. Un abonné résidentiel typique utilise environ 130 gigajoules (GJ) par an pour chauffer sa résidence (un GJ d'énergie thermique est égal à environ 0,95 million de pieds cubes de gaz naturel).

GWh : Gigawatt-heure.

Intervention : Avis d'intention de participer à une audience, dans lequel les raisons pour lesquelles on s'intéresse aux délibérations sont indiquées. La personne ou le groupe qui en est l'auteur porte le nom d'intervenant.

NPS : Diamètre nominal du tube (« nominal pipe size » en anglais). Par exemple, NPS 24 désigne un tube dont le diamètre extérieur approximatif mesure 610 mm, ou 24 pouces.

Ordonnance de la Commission : Document juridique régissant la mise à exécution d'une décision de la Commission. Les parties concernées doivent se conformer aux dispositions qu'il contient.

Plaidoirie : Étape finale de l'audience au cours de laquelle les participants résument leur position face aux diverses questions soulevées d'après les preuves présentées.

Questionnaires : Demande écrite de présentation de renseignements supplémentaires ou d'explications sur certains renseignements déjà reçus.

Recommandations de la Commission : Généralement contenues dans un rapport de la Commission présenté à un ministre ou au lieutenant-gouverneur en conseil et portant sur Ontario Hydro ou une autre question liée au domaine énergétique. Les parties concernées ne sont pas obligées de se conformer à ces recommandations, sauf dans les circonstances énoncées à l'article 23 de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario.

Rendement des actions ordinaires : Revenu après impôt de l'entreprise de services publics, exprimé en pourcentage du montant des actions ordinaires, qu'elle est autorisée à inclure dans la structure de son capital.

Revenus exigés : Revenus que l'entreprise de services publics doit réaliser par l'entremise des tarifs pour amortir les coûts de service. Ces revenus correspondent au montant des dépenses permises de l'entreprise, additionnées du rendement permis sur la base de tarification.

RGD : Revente de gaz distribué. Entente en vertu de laquelle un consommateur achète du gaz à WMGL, à la frontière de l'Alberta, à un prix négocié. Le gaz est immédiatement revendu à WMGL/TCPL, à la frontière de l'Alberta, au prix en vigueur entre l'ELD et WMGL/TCPL. L'ELD achète alors le gaz à WMGL/TCPL, toujours à la frontière de l'Alberta, et l'assimile à son réseau; l'abonné reste donc le client de l'ELD.

Tarif dégroupé : Tarif imposé pour une partie du service offert par un distributeur, par opposition au tarif comprenant le coût de diverses composantes d'un service.

Tarifs de vente d'électricité en gros : Tarifs de vente d'électricité en gros imposés par Ontario Hydro aux municipalités et à certains clients industriels qui consomment en moyenne 5 000 kilowatts et plus par année.

Taux de rendement sur la base de tarification : Revenus après impôt exprimés en pourcentage de la base de tarification que l'entreprise de services publics est autorisée à gagner. Ce rendement n'est pas garanti mais correspond au rendement auquel l'entreprise peut raisonnablement s'attendre compte tenu des conditions prévues.

TCPL : TransCanada Pipelines Limited.

Ventes directes : Ventes de gaz naturel négociées entre le producteur et l'utilisateur final, à des prix n'englobant pas le transport. Le transport par pipeline doit faire l'objet d'ententes distinctes à négocier avec TCPL et l'entreprise locale de distribution.

Volume total débité : Total des volumes de gaz vendus, achetés directement et transportés, auquel s'ajoutent, s'il y a lieu, les volumes stockés.

WMGL : Western Marketing Group Limited.

Zone désignée de stockage de gaz : Zone émergée comportant des formations géologiques, dans lesquelles une personne peut, sous réserve de l'autorisation de la Commission, injecter et stocker du gaz, pour pouvoir ensuite l'en retirer. En vertu de l'article 20 de la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario, il est interdit d'injecter du gaz dans une formation géologique ne faisant pas partie d'une zone de stockage désignée.